

Kurzschlussstromberechnung in Gleichstromnetzen der elektrischen Leistungsübertragung

Vom Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Darmstadt zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Dissertation



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DARMSTADT

von

Dipl.-Ing. Andreas Wasserrab

Geboren am 25.05.1984 in Frankfurt am Main

Referent:	Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer
Korreferent:	Prof. Dr. rer. nat. Christian M. Franck
Korreferent:	Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

Tag der Einreichung: 05.02.2016

Tag der mündlichen Prüfung: 13.09.2016

D17

Darmstadt 2016

Kurzschlussstromberechnung in Gleichstromnetzen der elektrischen Leistungsübertragung

Genehmigte Dissertation von Dipl.-Ing. Andreas Wasserrab aus Frankfurt am Main

Referent: Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer

Korreferent: Prof. Dr. rer. nat. Christian M. Franck

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

Tag der Einreichung: 05.02.2016

Tag der mündlichen Prüfung: 13.09.2016

Darmstadt – D17

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energiesysteme in der Forschungsgruppe Elektrische Energieversorgung der Technischen Universität Darmstadt.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Gerd Balzer, der mich für die Kurzschlussstromberechnung begeistert hat. Seine konstruktiven Ratschläge haben diese Arbeit ermöglicht.

Bei Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson und Herrn Prof. Dr. rer. nat. Christian M. Franck möchte ich mich für die Übernahme des Korreferats und das entgegengebrachte Interesse an meiner Arbeit bedanken.

Bei meinen ehemaligen Kollegen möchte ich mich für die schöne Zeit am Institut, für interessante Diskussionen und die vielen Erlebnisse auf internationalen Konferenzen bedanken.

Allen Studenten, die ich betreut habe, möchte ich für die gute Zusammenarbeit danken.

Bei meinen Freunden möchte ich mich dafür bedanken, dass sie mich des Öfteren daran erinnert haben, dass es auch noch ein Leben neben der Elektrotechnik gibt.

Meinen Großeltern und Paten möchte ich dafür danken, dass sie immer an meiner Arbeit interessiert waren.

Bei meinen vier Geschwistern und Schwägern möchte ich mich dafür bedanken, dass sie mich stets motiviert und vorangebracht haben.

Mein größter Dank gilt meinen Eltern, die immer an mich geglaubt haben.

Andreas Wasserrab

Bayreuth, Oktober 2016

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	V
Abstract	VI
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Aufbau der Arbeit	4
2 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	6
2.1 Einleitung	6
2.2 Netzgeführte HGÜ	7
2.2.1 Allgemein	7
2.2.2 Technologie	8
2.2.3 Regelung	16
2.2.4 Verhalten bei Kurzschluss auf der Gleichstromseite	17
2.3 Selbstgeführte HGÜ	17
2.3.1 Allgemein	18
2.3.2 Technologie	19
2.3.3 Regelung	26
2.3.4 Verhalten bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite	27
2.4 Vergleich zwischen netzgeführter und selbstgeführter HGÜ	29
2.5 Zukünftige Gleichstromnetze	31
2.5.1 Allgemein	31
2.5.2 Schutzsystem	33
2.6 Zusammenfassung	35
3 Leitungen	37
3.1 Einleitung	37
3.2 Freileitung	38
3.2.1 Allgemein	38
3.2.2 Berechnung von Leitungsparametern	39
3.3 Kabel	45
3.3.1 Allgemein	45

3.3.2 Berechnung von Leitungsparametern	46
3.4 Wellenparameter der Leitung	51
3.5 Leitungsmodelle	52
3.6 Brechung und Reflexion von Wanderwellen	55
3.7 Zusammenfassung	57
4 Kurzschlussstrom-Einflussfaktoren	60

4.1 Charakteristische Kenngrößen des Kurzschlussstroms auf der Gleichstromseite	60
4.2 Drehstromnetz	61
4.2.1 Netzeinspeisung	61
4.2.2 Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts	63
4.3 Stromrichterstation	65
4.3.1 Stromrichtertechnologie	65
4.3.2 Stromrichterkonfiguration	66
4.3.3 Stromrichtertransformator	67
4.3.4 Stromrichterreaktanzen und Arminduktivität	69
4.3.5 Glättungsdrossel	70
4.3.6 Gleichstromfilter und -kondensatoren	70
4.3.7 Erdungskonzept	71
4.4 Gleichstromnetz	72
4.4.1 Leitungstechnologie	72
4.4.2 Topologie des Gleichstromnetzes	73
4.4.3 Betriebsspannung	74
4.4.4 Anfangswert des Gleichstroms	75
4.4.5 Fehlertyp	77
4.4.6 Fehlerort	78
4.5 Auswertung minimaler und maximaler Impedanzen	78
4.5.1 Netzimpedanz	78
4.5.2 Transformatorimpedanz	80
4.5.3 Stromrichterreaktanzen	82
4.5.4 Gleichstromleitung	82
4.6 Bewertung von Kurzschlussstrom-Einflussfaktoren	85
4.6.1 Fehlerort	90
4.6.2 Stromrichterkonfiguration	93
4.6.3 Netztopologien	94

4.6.4 Stromrichtertyp	96
4.6.5 Leitungstyp	97
4.7 Zusammenfassung	99
5 Kurzschlussstromberechnung bei Stromrichtern, Leitungen und Filtern	102
5.1 Sechspulsbrücke	103
5.1.1 Monopolare Konfiguration	103
5.1.2 Bipolare Konfiguration	118
5.2 Zwölfpulsbrücke	122
5.2.1 Monopolare Konfiguration	122
5.2.2 Bipolare Konfiguration	130
5.3 Zweipunktstromrichter	131
5.3.1 Monopolare Konfiguration	131
5.3.2 Bipolare Konfiguration	144
5.4 Modularer Mehrpunktstromrichter	147
5.4.1 Monopolare Konfiguration	147
5.4.2 Bipolare Konfiguration	159
5.5 Kurzschlussstrombeitrag von Leitungen	160
5.5.1 Kurzschluss einer aufgeladenen Leitung ohne Abschluss einer Quelle	161
5.5.2 Kurzschluss einer aufgeladenen Leitung mit Quelle	169
5.6 Filter	172
5.6.1 Bandpassfilter	173
5.6.2 Hochpassfilter	175
5.7 Berücksichtigung frequenzabhängiger Leitungsparameter	176
5.7.1 Stromrichterkurzschlussstrom	176
5.7.2 Kondensator-/Filterkurzschlussstrom	184
5.8 Berücksichtigung des Laststroms	185
5.8.1 Gleichstromkreis	185
5.8.2 Wechselstromkreis	187
5.8.3 Sechspulsbrücke	191
5.9 Zusammenfassung	192
6 Wechselwirkung zwischen Stromrichtern bei Kurzschlüssen in Gleichstromnetzen	194
6.1 Mehrfach gespeister Kurzschluss in radialen Netzen	195

6.1.1	Dauerkurzschlussstrom	197
6.1.2	Stoßkurzschlussstrom	208
6.1.3	Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom	211
6.1.4	Anfangssteilheit	216
6.2	Mehrfach gespeister Kurzschluss in vermaschten Netzen	219
6.3	Bewertung von Methode B	232
6.4	Rechentechnische Implementierung von Methode B	236
6.5	Zusammenfassung	238
<hr/>		
7	Fazit und Ausblick	240
<hr/>		
7.1	Fazit	240
7.2	Ausblick	242
<hr/>		
Literaturverzeichnis		VIII
 Abkürzungsverzeichnis		 XIV
 Formelverzeichnis		 XV
 Abbildungsverzeichnis		 XXI
<hr/>		
Tabellenverzeichnis		XXXVII
<hr/>		
Eigene Veröffentlichungen		XL
 Betreute studentische Arbeiten		 XLI
 Anhang		 XLIII
<hr/>		
A1	Anhang zu Kapitel 4	XLIII
A2	Anhang zu Kapitel 5	XLIV
A3	Anhang zu Kapitel 6	LXVI
<hr/>		
Lebenslauf		LXXXII
<hr/>		

Kurzfassung

In dieser Arbeit werden Kurzschlussströme in Hochspannungs-Gleichstrom-Netzen untersucht, die für die Auslegung der Betriebsmittel und des Schutzsystems maßgeblich sind. In diesem Zusammenhang steht die Berechnung charakteristischer Kurzschlussstrom-Kenngrößen im Vordergrund, welche aus dem zeitlichen Verlauf des Kurzschlussstroms abgeleitet werden.

Im Vergleich zu Punkt-zu-Punkt-Verbindungen bestehen Gleichstromnetze mindestens aus drei Stromrichterstationen, die über Freileitungen oder Kabel miteinander verbunden sind. Bei einem Kurzschluss im Gleichstromnetz liefern die verschiedenen Stromrichter, Kondensatoren, Filter und Leitungen einen Beitrag zum resultierenden Kurzschlussstrom.

Die Höhe und der Verlauf des Kurzschlussstroms werden durch verschiedene Faktoren beeinflusst, die in dieser Arbeit folgenden Bereichen zugeordnet werden: Drehstromnetz, Stromrichterstation und Gleichstromnetz. Die Stärke des Drehstromnetzes bestimmt den Teil-Kurzschlussstrom, den der jeweilige Stromrichter einspeist. Zusätzlich wird der Stromrichter-kurzschlussstrom von den Betriebsmitteln der Stromrichterstation begrenzt. Über die Beschreibung der einzelnen Faktoren durch entsprechende Betriebsmittel- bzw. Netzimpedanzen wird anhand typischer Parameterbereiche von HGÜ-Systemen aufgezeigt, welche minimalen und maximalen Kurzschlussströme auftreten können. Die Entladevorgänge von Kondensatoren, Filtern und Leitungen hängen unter anderem von der Topologie des Gleichstromnetzes und dem Fehlerort ab. Die Stromrichterbeiträge werden ebenso von den Leitungsimpedanzen reduziert.

Für die Berechnung der Kurzschlussstrom-Kenngrößen werden die verschiedenen Stromrichtertypen im blockierten, unregulierten Zustand berücksichtigt. Die Gleichstromleitung wird mit konzentrierten Elementen nachgebildet, damit die Leitungsparameter direkt in den Berechnungsansätzen verwendet werden können. Die Entladevorgänge der Leitungen werden mit den entsprechenden Wellenparametern separat berechnet. Dabei fließt die Frequenzabhängigkeit der Leitung mit ein. Dies gilt ebenso für die Kurzschlussstrombeiträge von Kondensatoren und Filtern. Der Laststrom wird in allen Betrachtungen vernachlässigt, da die Vernachlässigung maximale Kurzschlussströme zur Folge hat.

Abschließend wird die Wechselwirkung zwischen Stromrichtern bei einem Kurzschluss im Gleichstromnetz beurteilt, die zu einer Reduktion der Stromrichterbeiträge führt. Darüber hinaus wird gezeigt, wie die wechselseitige Beeinflussung über Korrekturfaktoren für beliebige Gleichstromnetze in der Berechnung der Kurzschlussstrom-Kenngrößen Berücksichtigung finden kann.

Abstract

In this thesis, short-circuit currents in HVDC grids are analyzed in detail. The knowledge of the corresponding amplitudes is necessary for the design of equipment and the protection system. The analysis focuses on characteristic short-circuit current parameters, which are derived from the time-course of the short-circuit current.

In comparison to point-to-point connections HVDC grids consist of at least three converter stations, which are connected by overhead lines or cables. At the occurrence of a short circuit different converters, capacitors, filters and lines contribute to the resulting short-circuit current.

The amplitudes and the time-course of the short-circuit current are influenced by several factors. These factors are assessed here for the following system areas: AC grid, converter station and DC grid. The strength of the AC grid determines the partial short-circuit current, which is fed by the corresponding converter. Additionally, equipment of the converter station limits the converter short-circuit current. Based on the impedances of the grid and equipment, expected minimum and maximum short-circuit currents are shown for typical HVDC system parameters. The discharges of capacitors, filters and lines depend beyond others on the topology of the HVDC grid and the fault location. The contributions of converters are also limited by the line impedances.

For the calculation of characteristic short-circuit current parameters the different converter types are considered in an uncontrolled and blocked condition. The DC line is represented by lumped elements in order to use the line parameters directly for the calculation approach. The line discharges are calculated separately with the corresponding surge parameters and under consideration of the frequency-dependence of the line. This also applies for the short-circuit current contributions of capacitors and filters. The load current is neglected in all the scenarios as the negligence leads to the maximum short-circuit currents.

Finally, the mutual interaction between converters at a short circuit in an HVDC grid, which reduces the partial contributions of the converters, is assessed. In addition it is shown, how this effect can be considered by correction factors in the calculation approach for the characteristic short-circuit current parameters.

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die weltweite Ressourcenknappheit und die durch die CO₂-Emissionen getriebene Klimaveränderung haben zu einem Strukturwandel in vielen Bereichen der elektrischen Energieversorgung geführt. Dies ist vor allem in Europa und insbesondere in Deutschland erkennbar.

Konventionell werden Verbraucher zentral von Großkraftwerken aus den oberen Spannungsebenen versorgt. Durch die steigende Anzahl erneuerbarer Erzeugungsanlagen nimmt die Versorgung eine immer stärker dezentrale Struktur an. In den Verteilnetzen liegt das vor allem an Photovoltaikanlagen und in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen an großen On- und Off-shore-Windparks.

Der Anteil erneuerbarer Energien am Brutto-Stromverbrauch in Deutschland lag im Jahr 2014 bei etwa 28 %, wovon ein Drittel der Windenergie zuzuschreiben ist [98]. Durch den Zubau weiterer Windparks in Nord- und Ostsee wird in den nächsten Jahren deren Anteil deutlich steigen. Europaweit liegen die Anteile am Brutto-Stromverbrauch bei 25,4 % und weltweit bei 22,8 % mit steigender Tendenz [82], [93].

Die erneuerbaren Erzeugungsanlagen stellen die elektrischen Netze vor neue Herausforderungen, da sie in vielen Fällen dezentral und volatil einspeisen. Zum einen muss der Kraftwerkspark häufiger auf Lastschwankungen reagieren und zum anderen muss das Netz für höhere Belastungen ausgelegt sein. Eine Grundvoraussetzung für die Integration erneuerbarer Energien ist daher der Ausbau der elektrischen Netze.

Der Erweiterung des Drehstromnetzes sind Grenzen gesetzt, vor allem wenn es um den Bau sehr langer Leitungen geht oder Anlagen im Offshore-Bereich angebunden werden sollen. In diesen Fällen eignet sich sehr gut die sogenannte Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), die sich in der Vergangenheit vor allem bei der Übertragung sehr hoher Leistungen über weite Distanzen bewährt hat.

In der HGÜ werden grundsätzlich zwei Konzepte unterschieden:

- netzgeführte HGÜ
- selbstgeführte HGÜ

Die netzgeführte HGÜ wird schon seit über fünfzig Jahren eingesetzt. Besondere Merkmale sind die hohen Übertragungsleistungen von über 7 GW und die gegenüber der selbstgeführten HGÜ geringeren Stationsverluste. Nachteilig sind unter anderem der hohe Platzbedarf und der von der Netzspannung abhängige Betrieb der Stromrichter.

Ein selbstgeführtes HGÜ-System wurde erstmals 1997 als Pilotanlage in Betrieb genommen. Durch zahlreiche Weiterentwicklungen können heute Systeme mit Leistungen von bis zu

2 GVA realisiert werden. Die selbstgeführte HGÜ zeichnet sich unter anderem durch einen geringeren Platzbedarf, der Schwarzstartfähigkeit und der Möglichkeit Blindleistung bereitzustellen aus. Aus diesen Gründen ist sie überwiegend im Offshore-Bereich vorzufinden, wie beispielsweise im Norden Europas bei der Anbindung von Offshore-Windparks.

Generell werden HGÜ-Systeme als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen gebaut, in denen ein Stromrichter als Gleich- und der andere als Wechselrichter arbeitet. Bei einem Fehler auf der Gleichstromleitung fällt solange das komplette System aus, bis der Fehler wieder behoben wird. Werden HGÜ-Stromrichter in einem Gleichstromnetz betrieben, in dem mindestens drei Stromrichter auf der Gleichstromseite miteinander verbunden sind, könnte der Betrieb trotz Fehlerfall im fehlerfreien Teil des Netzes fortgesetzt werden. In Abhängigkeit des Fehlertyps, des Fehlerorts und der Netztopologie fällt nur ein oder eventuell auch kein Stromrichter aus.

In der Vergangenheit wurden bereits Gleichstromnetze mit netzgeführten Stromrichtern realisiert. Bei diesem Stromrichtertyp ist jedoch die Anzahl der Stromrichter im Netz auf wenige Stationen begrenzt, da mit zunehmender Anzahl die Betriebsführung deutlich aufwendiger wird. Im Gegensatz dazu sind aufgrund der Betriebsweise selbstgeführter Stromrichter Gleichstromnetze mit sehr vielen Stationen theoretisch möglich. Erste Gleichstromnetze mit selbstgeführten Stromrichtern wurden schon im asiatischen Raum in Betrieb genommen. Es ist davon auszugehen, dass in Zukunft einige Gleichstromnetze hinzukommen werden – vor allem im europäischen Raum, was sich auch an vielen Gleichstromnetzinitiativen zeigt, die in den letzten Jahren gegründet wurden.

Neben der Regelung und Betriebsführung von Gleichstromnetzen sind die Auslegung des Schutzsystems und der Betriebsmittel zentrale Themen, die eingehend untersucht werden müssen. Im Fokus dieser Arbeit stehen die resultierenden Kurzschlussströme, die bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite im Gleichstromnetz zum Fließen kommen. Die Kenntnis bestimmter Kurzschlussstrom-Kenngrößen, wie in [42] für Drehstromnetze, ist eine Grundvoraussetzung für die Auslegung von Gleichstromnetzen.

In den vergangenen Jahren wurden in verschiedenen Forschungsarbeiten Kurzschlussströme in Gleichstromnetzen mit unterschiedlichen Schwerpunkten behandelt. In der Arbeit von Nietsch [76] liegt der Schwerpunkt auf den zeitlichen Verläufen von Kurzschlussströmen in Gleichstromnetzen. In den Untersuchungen beschränkt er sich auf Eigenbedarfsanlagen. Verschiedene Aspekte, wie beispielsweise das Kurzschlussverhalten von Stromrichtern und Kondensatoren, sind auch auf HGÜ-Netze übertragbar. Aufbauend auf den Ergebnissen dieser Arbeit wurde ein standardisiertes Berechnungsverfahren entwickelt, mit dem charakteristische Kurzschlussstrom-Kenngrößen berechnet werden können [41].

In der Arbeit von Yang [107] wird unter anderem das Verhalten bei einem Kurzschluss in einem Offshore-Gleichstromnetz untersucht, das mehrere Windparks mit dem Drehstromnetz verbindet. Aus den Ergebnissen der Kurzschlussuntersuchungen werden Anforderungen an das

Schutzsystem abgeleitet. Besonderes Augenmerk wird auf die Kondensatorentladung von Zweipunktstromrichtern gelegt, die aufgrund der hohen Amplituden sehr kritisch zu bewerten sind. Der zeitliche Verlauf des Kurzschlussstroms wird in drei Zeitabschnitte gegliedert, für die in Abhängigkeit der speisenden Quelle jeweils verschiedene Berechnungsgleichungen hergeleitet werden.

In der Arbeit von Troitzsch [96] liegt der Fokus neben der Fehlerdetektion und -klärung auf der Berechnung der Ströme bei einem Fehler in einem HGÜ-Netz. Der Stromrichter wird dabei vereinfachend als Gleichspannungsquelle mit Innenwiderstand nachgebildet, dessen Kurzschlussstromverlauf über inverse Laplacetransformation bestimmt wird. Die Ergebnisse aus Modellen mit konzentrierten und verteilten Leitungsparametern werden vergleichend gegenübergestellt. In der Fehlerstromanalyse werden je nach Fehlertyp und Erdungskonzept Erdschluss- und Kurzschlussströme unterschieden. Während der Erdschlussstrom maßgeblich von den Eigenschaften des Gleichstromnetzes bestimmt wird, spielen beim Kurzschluss zusätzlich die Stromrichter eine bedeutende Rolle. Für die beiden Fehlerstromtypen werden in verschiedenen Szenarien die maximalen Amplituden und der Stromanstieg bei einem Fehler im HGÜ-Netz bestimmt. Einen entscheidenden Einfluss auf den Kurzschlussstrom haben dabei die Spannung des Gleichstromnetzes, die Leitungsparameter, der Fehlerort und der Innenwiderstand des Stromrichters. Da die Kenngrößen aus den Szenarien speziell für einen Leiter-Erde Fehler untersucht werden, variiert die Amplitude zudem stark mit der Größe des Erdwiderstands.

In der Arbeit von Bucher [21] steht der transiente Verlauf des Kurzschlussstroms bei einem Leiter-Erde Fehler in einem HGÜ-Netz im Vordergrund, der für die Auslegung von Gleichstromleistungsschaltern zugrunde gelegt wird. Die Herleitung des Verlaufs wird unter Berücksichtigung der Frequenzabhängigkeit der Leitung im Laplacebereich vollzogen, mit dem Ziel, den tatsächlichen Verlauf möglichst genau kurz nach Fehlereintritt nachzubilden. In den ersten Millisekunden dominieren die Entladungen von Kondensatoren und Leitungen den Kurzschlussstrom. Dies gilt insbesondere für Kabel aufgrund höherer Kapazitäten und geringerer Dämpfungswiderstände. Nach etwa 10 ms wird der Kurzschlussstrom maßgeblich durch die Beiträge von Stromrichtern bestimmt. Für diesen Zeitabschnitt werden Gleichungen hergeleitet, die die Berechnung des maximalen und stationären Kurzschlussstroms ermöglichen. Für die Berechnung des maximalen Kurzschlussstroms werden Dämpfungsfaktoren zugrunde gelegt, die den Einfluss der Stromrichter und des Gleichstromnetzes qualitativ erfassen. Eine Reduktion des Kurzschlussstroms kann durch die Verwendung kleinerer Gleichstromkondensatoren, zusätzlicher Gleichstrominduktivitäten und durch stromregelnde Stromrichter erreicht werden. Darüber hinaus ist es sinnvoll, die Anzahl von Kabeln je Sammelschiene im Gleichstromnetz zu begrenzen, da in diesem Fall der über den Leistungsschalter fließende Entladestrom geringer ist. Bei der Bestimmung minimaler Kurzschlussströme sollte der Fehlerwiderstand Berücksichtigung finden, da dieser die Entladeströme im Fall von Kabeln deutlich reduziert. Hinsichtlich der

Netztopologie treten in radialen Netzen gegenüber vermaschten Netzen kleinere Kurzschlussströme auf.

In dieser Arbeit liegt der Schwerpunkt auf der Herleitung verschiedener Kurzschlussstrom-Kenngrößen, die für die Auslegung von Betriebsmitteln und des Schutzsystems in Gleichstromnetzen relevant sind. Dabei werden in einem ersten Schritt Kurzschlussstrom-Einflussfaktoren evaluiert, die den zeitlichen Verlauf und die Amplitude des Kurzschlussstroms im Gleichstromnetz maßgeblich bestimmen. Darauf folgend werden die verschiedenen Kurzschlussstrom-Kenngrößen (z. B. Stoß- und Dauerkurzschlussstrom) der einzelnen Kurzschlussstromquellen unabhängig voneinander betrachtet und abschließend wird auf den wechselseitigen Einfluss zwischen den Stromrichtern bei einem Kurzschluss im Gleichstromnetz eingegangen. Teilweise werden Vereinfachungen vorgenommen, die hinsichtlich der Kurzschlussstromberechnung dennoch zu Ergebnissen auf der sicheren Seite führen. Eine deutliche Überschätzung der tatsächlichen Werte wird dabei vermieden.

1.2 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit ist wie folgt gegliedert:

- In Kapitel 2 wird die HGÜ hinsichtlich Aufbau, Funktionsweise und Fehlverhalten vorgestellt. Dabei wird sowohl die netzgeführte als auch die selbstgeführte HGÜ beschrieben. Die beiden Varianten werden vergleichend gegenübergestellt. Abschließend wird darauf eingegangen, wie zukünftige Gleichstromnetze aussehen werden, welche Stromrichtertechnologien geeignet sind und welche Anforderungen an das Schutzsystem gestellt werden.
- Kapitel 3 gibt einen Überblick zu den Leitungstechnologien, die in HGÜ-Systemen eingesetzt werden. Dabei wird grundsätzlich zwischen Freileitungen und Kabeln unterschieden. Schwerpunkt dieses Kapitels ist die Berechnung frequenzabhängiger Leitungsparameter, mit denen die charakteristischen Wellenparameter der Leitung bestimmt werden können. Zusätzlich werden verschiedene Leitungsmodelle diskutiert, die in den anschließenden Untersuchungen zur Anwendung kommen.
- In Kapitel 4 werden die wichtigsten Einflussfaktoren beschrieben, die den zeitlichen Verlauf und die Amplitude des Kurzschlussstroms im Gleichstromnetz bestimmen. Der Kurzschlussstrom wird hier durch verschiedene Kenngrößen charakterisiert, die für die Auslegung von Betriebsmitteln und des Schutzsystems relevant sind. Die Einflussfaktoren werden eingeteilt in Einflussgrößen aus dem Drehstromnetz, aus der Stromrichterstation und aus dem Gleichstromnetz. Für verschiedene Einflussgrößen, die sich durch

Impedanzen beschreiben lassen, werden die entsprechenden Parameterbereiche aufgezeigt. Abschließend wird am Beispiel des Dauer- und Stoßkurzschlussstroms dargestellt, inwiefern diese von ausgewählten Faktoren beeinflusst werden.

- In Kapitel 5 werden die beschriebenen Kurzschlussstrom-Kenngrößen für verschiedene Stromrichtertechnologien und -konfigurationen berechnet. Darüber hinaus wird darauf eingegangen, wie groß der Kurzschlussstrombeitrag von Leitungen und Filtern ist. In diesem Zusammenhang wird aufgezeigt, in welcher Weise andere Quellen Leitungsentladungen beeinflussen. In einem weiteren Abschnitt wird erläutert, wie frequenzabhängige Leitungsparameter bei der Berechnung von Stromrichter- und Filterkurzschlussströmen vereinfachend berücksichtigt werden können. Abschließend wird diskutiert, ob der Laststrom bei der Berechnung von Kurzschlussströmen in Gleichstromnetzen im Vorfeld bekannt sein muss oder ob er vernachlässigt werden kann.
- Kapitel 6 behandelt die wechselseitige Beeinflussung zwischen Stromrichtern bei einem Kurzschluss in einem Gleichstromnetz und die daraus resultierende Veränderung des Kurzschlussstroms bzw. der Teil-Kurzschlussströme. Dabei werden zwei Verfahren (Methode A und Methode B) vorgestellt, mit denen die wechselseitige Beeinflussung bei der Berechnung der Teil-Kurzschlussströme berücksichtigt werden kann. Methode B wird anhand verschiedener Beispiel-Gleichstromnetze mit radialen und vermaschten Topologien verifiziert. Abschließend wird erläutert, wie Methode B für beliebige Gleichstromnetze rechentechnisch implementiert werden kann.
- Kapitel 7 fasst die gesamte Arbeit in einem Fazit zusammen und gibt einen kurzen Ausblick zu weiterem Forschungsbedarf.

2 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

2.1 Einleitung

Die Gleichstromtechnik ist im Bereich der Energieversorgung schon seit mehr als hundert Jahren bekannt und hat insbesondere in den letzten Jahrzehnten an großer Bedeutung gewonnen. Im sogenannten „Stromkrieg“ hat sich die Wechselstromtechnik gegenüber der Gleichstromtechnik durchgesetzt. Ausschlaggebend waren die geringeren Übertragungsverluste aufgrund der Transformierbarkeit der Spannungen und der dadurch resultierenden höheren Übertragungsspannungen.

Durch die Erfindung der Quecksilberdampfgleichrichter hat die Gleichstromtechnik wieder an Bedeutung gewonnen. Im Jahr 1954 wurde die erste kommerzielle HGÜ-Verbindung basierend auf dieser Stromrichtertechnologie in Betrieb genommen. Die Gleichstromleitung zwischen der Insel Gotland und dem schwedischen Festland hat bei einer Spannung von 100 kV eine Leistung von 20 MW übertragen [5].

Ende der 50er Jahre wurden die ursprünglichen Quecksilberdampfventile durch leistungstärkere Thyristorventile abgelöst. In den darauffolgenden Jahrzehnten konnten dadurch netzgeführte HGÜ-Systeme im oberen Leistungsbereich bei Spannungen von mehr als ± 500 kV realisiert werden (z. B. Itaipu, 1984). Heute sind Gleichspannungen von bis zu ± 800 kV möglich [89].

Kurz vor der Jahrtausendwende wurde eine neue Stromrichtertechnologie eingeführt, welche auf abschaltbaren IGBTs basiert. Durch diese Innovation haben sich für die HGÜ neue Anwendungsgebiete ergeben, wie z. B. die Anbindung von Offshore-Windparks oder die Versorgung von Offshore-Plattformen. Die erste selbstgeführte HGÜ, die in Schweden Hällsjön mit Grängesberg verbindet, wurde 1997 in Betrieb genommen. Die beiden Stromrichter haben bei einer Spannung von ± 10 kV eine Leistung von 3 MW übertragen [1]. Durch weitere Entwicklungen in der Halbleiter- und Stromrichtertechnologie sind mittlerweile selbstgeführte HGÜ-Systeme mit Spannungen von ± 500 kV bei Leistungen von über 2 GW realisierbar [6].

Grundsätzlich werden HGÜ-Systeme im Offshore-Bereich, in der Landübertragung oder auch zur Kupplung asynchroner Netze als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen betrieben. Weltweit sind mehrere hundert HGÜ-Verbindungen vorzufinden, die auf diese Weise konfiguriert sind [3], [4], [91].

Relativ früh kam die Idee auf, HGÜ-Systeme nicht nur als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen sondern auch als sogenannte Multi-Terminal-Netze zu realisieren. In solchen Netzen wird Leistung mindestens zwischen drei Stromrichtern ausgetauscht. In den 1980er und 1990er Jahren wurden in Italien und Kanada zwei Multi-Terminal-Systeme in Betrieb genommen, die auf

netzgeführten Stromrichtern basieren [63], [64]. Es hat sich jedoch gezeigt, dass mit netzgeführten Stromrichtern aufgrund des Betriebsverhaltens größere Gleichstromnetze nicht bzw. nur mit sehr großem Aufwand verwirklicht werden können. Durch die neue Generation von selbstgeführten Stromrichtern, die gegenüber netzgeführten Stromrichtern ein unterschiedliches und für größere Gleichstromnetze vorteilhaftes Betriebsverhalten aufweisen, sind Gleichstromnetze im HGÜ-Bereich in den letzten Jahren wieder in den Fokus gerückt [46], [56], [99].

In den folgenden Unterkapiteln wird auf die netzgeführte und die selbstgeführte HGÜ genauer eingegangen. Im Fokus steht der Aufbau einer HGÜ-Station. Abschließend wird die Bedeutung zukünftiger Gleichstromnetze diskutiert und in diesem Zusammenhang die Rolle des Schutzsystems erläutert.

2.2 Netzgeführte HGÜ

2.2.1 Allgemein

Die netzgeführte oder auch klassische HGÜ (engl.: *LCC-HVDC*, *line-commutated converter*) wird seit mehr als 60 Jahren kommerziell eingesetzt. Aus diesem Grund ist die Technologie durch die vielen Entwicklungen der letzten Jahrzehnte sehr ausgereift. Die ursprünglichen Quecksilberdampfgleichrichter wurden durch die leistungsstärkeren Thyristoren abgelöst. Seitdem konnten Bemessungsströme, -spannungen und -leistungen stetig gesteigert werden, so dass heute Systeme bis 800 kV und 10 GW bei Strömen von bis zu 4 kA kommerziell realisierbar sind [88].

Zu den aktuellsten Projekten im Höchstspannungsbereich der HGÜ (engl.: *Ultra HVDC*) zählen unter anderem die Xiangjiaba-Shanghai-Verbindung (± 800 kV, 6,4 GW) und die Jinping-Sunan-Verbindung (± 800 kV, 5 GW) in China und das North-East Agra 4-Stationen System (± 800 kV, 8 GW) in Indien [3], [91]. Aufgrund der hohen Übertragungsleistungen werden diese HGÜ-Systeme überwiegend in Asien und Südamerika eingesetzt, um die Lastzentren von weit entfernten Großkraftwerken, wie beispielsweise dem Drei-Schluchten-Damm in China, zu versorgen. Neben den hohen Übertragungskapazitäten zeichnet sich die netzgeführte HGÜ durch die geringen Stationsverluste aus. Bezogen auf die Übertragungsleistung betragen die Verluste pro Station in etwa 0,7 % [35].

Die Bezeichnung *netzgeführte HGÜ* bezieht sich auf die Betriebsweise der Stromrichter, die eine treibende Spannung benötigen, damit die Ströme innerhalb der Stromrichterarme kommutieren. Daher hängt der zuverlässige Betrieb der netzgeführten HGÜ stark von der Netzspannung ab. Bei Netzstörungen kann es aus diesem Grund zu Kommutierungsfehlern kommen, wodurch der Betrieb des Stromrichters kurzzeitig unterbrochen wird. Die netzgeführte HGÜ wird demnach vorzugsweise in Netzen eingesetzt, die eine hohe Netzstärke aufweisen [28].

Charakteristisch für den Betrieb netzgeführter Stromrichter ist der notwendige Blindleistungsbedarf. Damit das Netz dadurch nicht zusätzlich belastet wird, sind zusätzliche Filter und Kondensatorbänke am Anschlusspunkt installiert, die die erforderliche Blindleistung bereitstellen. Nachteilhaft ist der größere Platzbedarf, wodurch der Einsatz dieser Technologie insbesondere im Offshore-Bereich eingeschränkt ist [12].

Die Regelung der Anlage erfolgt über die Ansteuerung der Thyristoren, die sich einschalten aber nicht abschalten lassen. Die indirekte Abschaltung erfolgt, wie schon angesprochen, über die Netzspannung. Die Umkehr des Leistungsflusses wird über die Änderung der Spannungspolarität erreicht. Der Einsatz netzgeführter Stromrichter in Gleichstromnetzen ist aus diesem Grund nicht uneingeschränkt möglich, worauf in Kapitel 2.5 noch einmal eingegangen wird.

In den folgenden Unterkapiteln wird die netzgeführte HGÜ bezüglich Aufbau, Betriebsweise und Fehlverhalten beschrieben. Darauf folgend wird in Kapitel 2.4 die netzgeführte HGÜ der selbstgeführten HGÜ vergleichend gegenübergestellt. Hierbei wird verdeutlicht, aus welchen Gründen die netzgeführte HGÜ für ausgedehnte Gleichstromnetze ungeeignet ist.

2.2.2 Technologie

Das Kernstück eines HGÜ-Systems ist die Stromrichterstation. Diese befindet sich jeweils an beiden Enden einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung bzw. an mehreren Enden in einem Multi-Terminal-System. Der prinzipielle Aufbau einer netzgeführten Station ist in Abbildung 2.1 dargestellt.

Grundsätzlich ist die Station mit einem Drehstromnetz (1) verbunden, in das sie Leistung speist bzw. vom dem sie gespeist wird. Das Netz kann dabei ein einfaches Kraftwerk oder auch eine ganze Netzgruppe repräsentieren. Die Stärke des Netzes bezüglich der Stromrichterstation wird über das sogenannte Kurzschlussverhältnis (engl.: *Short-Circuit Ratio, SCR*) beschrieben, das die „Kurzschlussleistung“ und die zu übertragende Bemessungswirkleistung ins Verhältnis setzt [2]. Über diese Kenngröße kann eine Aussage dazu gemacht, ob die HGÜ-Station zuverlässig an dem Netz betrieben werden kann oder ob Zusatzmaßnahmen notwendig sind [29].

Der Übergang zwischen dem Netz und der Stromrichterstation wird durch den Anschlusspunkt (engl.: *Point of Common Coupling, PCC*) gekennzeichnet. Dieser Punkt stellt die Grenze zwischen den Verantwortungsbereichen der beiden Betreiber dar.

Auf der Netzseite des Transformators sind Filter- und Kondensatorbänke (2) installiert. Die Filter sind auf die dominanten Oberschwingungen abgestimmt, die durch die Betriebsweise des Stromrichters entstehen. Weitere Hochpassfilter verbessern zusätzlich die Qualität der Netzspannung. Darüber hinaus stellen die Filter Blindleistung für den Betrieb des Stromrichters zur Verfügung. Da der Blindleistungsbedarf mit der zu übertragenden Wirkleistung steigt, werden weitere Kondensatorbänke betriebsabhängig zugeschaltet [88].

Der Stromrichtertransformator (3) passt die Netzspannung auf eine für den Betrieb des HGÜ-Systems geeignete Spannung an. Der Transformator verfügt normalerweise über einen Stufenschalter, der das Übersetzungsverhältnis in Abhängigkeit der Übertragungsleistung aus Optimierungsgründen geringfügig verändert. Bei der netzgeführten HGÜ werden generell zwei Stromrichtertransformatoren netzseitig parallel geschaltet, die eine unterschiedliche Schaltgruppe aufweisen, um den Oberschwingungsgehalt zu reduzieren.

Der Stromrichter (4) setzt sich aus zwei in Reihe geschalteten Thyristor-Sechspulsbrücken zusammen. Durch die Schaltgruppen der Transformatoren wird ein Zwölfpulsbetrieb erreicht. Während eine einfache Zwölfpulsbrücke in einer monopolaren Konfiguration betrieben wird, werden in einer bipolaren Konfiguration zwei Zwölfpulsbrücken miteinander kombiniert.

Auf der Gleichstromseite wird am Stromrichterausgang eine Glättungsspule (5) installiert, die den Stromrichter bei Fehlern schützt, Oberschwingungen reduziert und den Gleichstrom glättet [12].

Mit Hilfe von Gleichstromfiltern (6) wird der Oberschwingungsgehalt im Gleichstromsystem verringert. Hierbei werden sowohl Bandpass- als auch Hochpassfilter eingesetzt.

Die Stromrichterstation endet am Leitungsabgang. Bei dem sich anschließenden Gleichstromnetz (7) ist sowohl eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung als auch ein größeres Netz mit mehreren verbundenen Stationen denkbar. Die Verknüpfung wird über Freileitungen, Kabel oder einer Kombination aus beidem hergestellt.

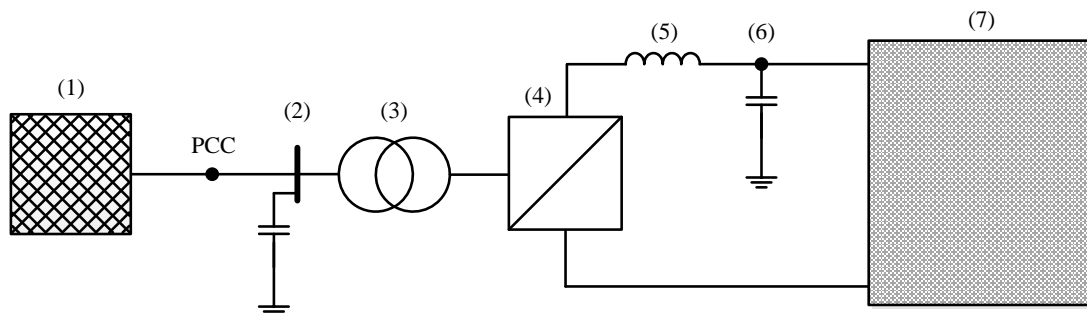


Abbildung 2.1 – Aufbau einer netzgeführten HGÜ-Station: (1) Netzeinspeisung, (2) Drehstromfilter und Kondensatorbänke, (3) Stromrichtertransformator, (4) Stromrichter, (5) Glättungsspule, (6) Gleichstromfilter, (7) Gleichstromnetz

Stromrichter

Das Grundelement des Stromrichters ist der Thyristor. Hierbei handelt es sich um einen Leistungshalbleiter, der sich einschalten aber nicht abschalten lässt. Der Thyristor verfügt, wie in Abbildung 2.2a gezeigt, über drei Anschlüsse: Anode, Kathode und Gate. Ein Strom beginnt zu fließen, sobald die Spannung zwischen Anode und Kathode positiv ist und über den Gate-Anschluss mithilfe eines geringen Steuerstroms (Zündimpulses) der Thyristor durchlässig wird [83]. Zu den Vorteilen im HGÜ-Bereich zählen unter anderem die hohe Blockierspannung von 8 kV und der hohe Bemessungsstrom von 4 kA. In den 90er Jahren wurde der elektrisch-

getriggerte Thyristor (ETT) durch den licht-getriggerten Thyristor (LTT) abgelöst, wodurch sich die Zuverlässigkeit der Anlage verbessert hat [88].

Der Stromrichter besteht je Phase aus zwei Armen, in denen in Abhängigkeit der Bemessungsspannung des Stromrichters eine bestimmte Anzahl an Thyristoren in Reihe geschaltet sind (Abbildung 2.2b). Die sich dadurch ergebende Sechspulsbrücke ist mit der Drehstromseite über die Anschlüsse L1, L2 und L3 verbunden und mit der Gleichstromseite über die Anschlüsse DC+ und DC-. Die Kommutierung der Ströme geschieht über die Netzspannung, die die Spannung über den Thyristoren bestimmt. Die Thyristoren beginnen zu leiten, sobald ein Zündsignal am Gate ankommt. Durch die Anpassung des Zündzeitpunkts lässt sich die Gleichspannung verändern, wodurch der Leistungsfluss geregelt wird.

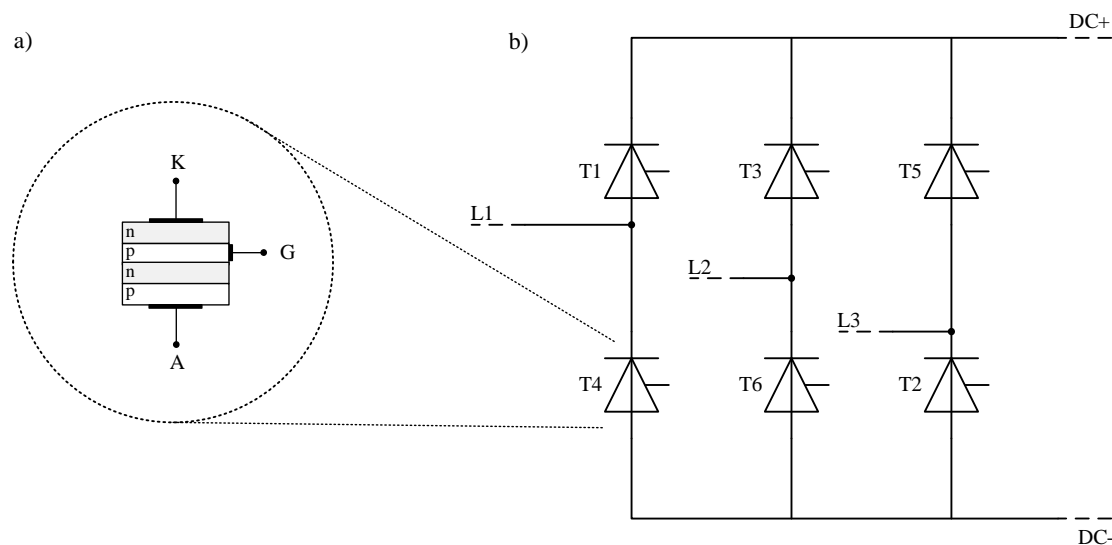


Abbildung 2.2 – Grundaufbau eines netzgeführten Stromrichters:
a) Anschlüsse und Dotierung eines Thyristors
b) Thyristor-Sechspulsbrücke

Die Betriebsweise des Stromrichters erfordert Blindleistung, die von Filtern und Kondensatoren bereitgestellt wird. Der Bedarf liegt bei etwa 60 % der zu übertragenden Wirkleistung [17]. Um diesen Bedarf zu reduzieren wurde eine weitere Stromrichtervariante (CCC) eingeführt, die zwischen Transformator und Stromrichter in Reihe geschaltete Kondensatoren enthält. Die Blindleistungsbelastung des Transformators wird dadurch verringert. Außerdem können solche Stromrichter in schwächeren Netzen ($SCR < 1$) betrieben werden [17]. Nachteilhaft sind jedoch unter anderem die höheren Beanspruchungen bei einem Kurzschluss auf der Stromrichterseite, und mögliche Resonanzen. Die CCC-Variante konnte sich seit deren Einführung nicht gegenüber der konventionellen Stromrichtervariante durchsetzen. Sie wurde bisher nur in wenigen Projekten eingesetzt [33].

In einer monopolen Stromrichterkonfiguration werden zwei Sechspulsbrücken gleichstromseitig in Reihe und drehstromseitig über zwei Transformatoren parallel geschaltet (Abbildung 2.3a). Durch die unterschiedlichen Schaltgruppen der Transformatoren (Y/Y, Y/D) sind die Spannungen an den beiden Sechspulsbrücken zueinander jeweils um 30° phasenver-

schoben, wodurch die resultierende Gleichspannung zwölfpulsig ist. Der Filteraufwand wird durch diese Maßnahme reduziert.

Liegt eine monopolare Punkt-zu-Punkt-Verbindung vor, entfällt bei Kurzkupplungen die Leitung zwischen den beiden Stromrichtern. Bei einer Langstreckenverbindung sind die Stromrichter an einem Pol über eine Freileitung oder über ein Kabel miteinander verbunden. Die Rückleitung erfolgt über Erde oder einen metallischen Leiter. Die erste Option (Rückleitung über Erde) ist aufgrund der Erdströme aus ökologischen Gründen ungeeignet. Darüber hinaus korrodieren die Elektroden, was größere Elektroden und häufigere Instandhaltungsmaßnahmen mit sich bringt [12]. Rückströme über Erde werden durch den metallischen Rückleiter vermieden. Der Rückleiter ist generell nur für eine geringe Isolationsspannung auszulegen, wodurch der Investitionsaufwand reduziert ist. Aus diesen Gründen wird die zweite Option häufig favorisiert.

Die bipolare Stromrichterkonfiguration besteht aus zwei monopolen Konfigurationen (Abbildung 2.3b). Der Mittelpunkt zwischen den beiden Konfigurationen ist geerdet. Die Pole zwischen den Stationen – positive wie negative – sind über Leitungen miteinander verbunden. Im Normalbetrieb fließt kein oder nur ein sehr geringer Strom über Erde. Fällt ein Pol aus, kann der Betrieb des fehlerfreien Pols fortgesetzt werden, unter der Voraussetzung, dass ein Rückstrom über Erde erlaubt ist und dass die Elektroden entsprechend ausgelegt sind. Sind die Leitungen vom Fehler nicht betroffen, kann mit einer entsprechenden Umschalteneinrichtung die Leitung des fehlerbehafteten Pols als Rückleitung verwendet werden, wodurch Erdströme nicht auftreten [12].

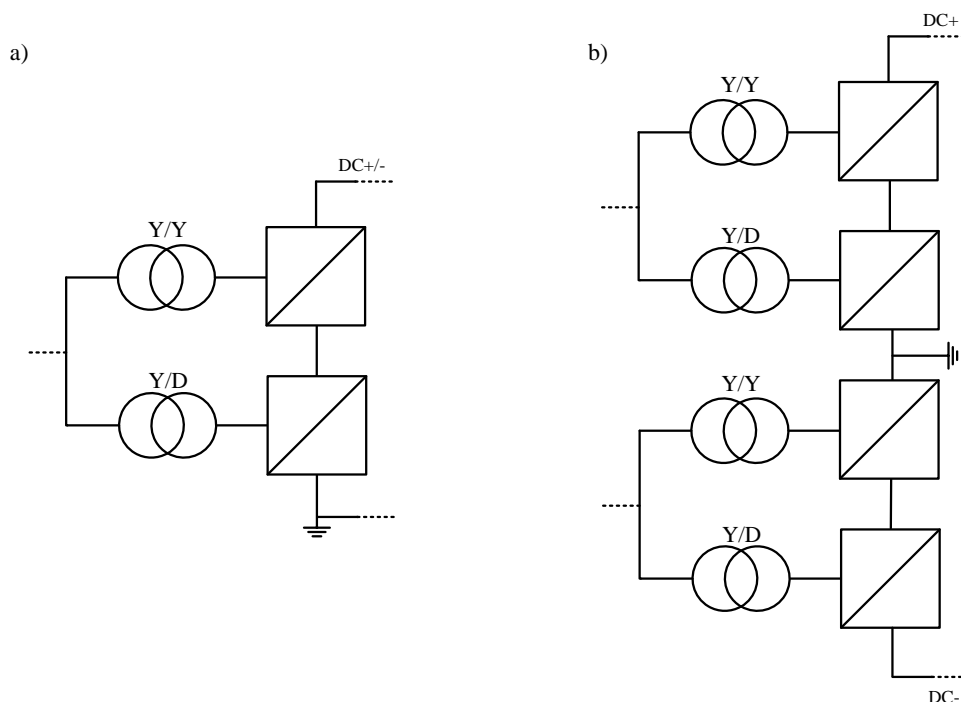


Abbildung 2.3 – Stromrichterkonfigurationen:
a) Monopolare Konfiguration
b) Bipolare Konfiguration

Stromrichtertransformator

Von der Funktionsweise sind Stromrichtertransformatoren nicht von gewöhnlichen Drehstromtransformatoren zu unterscheiden. Die Netzspannung wird durch den Transformator auf eine für den Betrieb des Stromrichters geeignete Spannung angepasst.

Für die Zwölfpulsbrücke sind, wie bereits beschrieben, zwei Transformatoren notwendig mit jeweils einer Y/Y- und einer Y/D-Wicklung. Dabei können entweder Dreiphasentransformatoren oder Einphasentransformatoren mit zwei oder drei Wicklungen eingesetzt werden. Je nach Typ sind verschiedene Schaltungskombinationen möglich. Bei der Wahl einer geeigneten Schaltungskombination fließen unter anderem Faktoren wie Transportmöglichkeiten, Kosten und Leistungsbedarf mit ein.

Die Dreiphasenwechselspannung auf der Stromrichterseite weist einen Gleichanteil auf, der aber durch die galvanische Trennung keine Auswirkung auf das Netz hat. Durch die Gleichspannungsbeanspruchungen muss die Wicklung auf der Stromrichterseite besonderen Isolationsanforderungen genügen. Zusätzlich weist die Dreiphasenwechselspannung durch die Kommutierungseinbrüche einen „unsauberen“ Verlauf auf, was die Isolation des Transformators ebenfalls beansprucht. Diese Belastungen müssen im Gegensatz zu gewöhnlichen Dreiphasentransformatoren bei der Wahl des Isolationsmaterials und im Wicklungsaufbau zusätzlich berücksichtigt werden [24].

Die Transformatoren verfügen über einen Stufenschalter, der das Übersetzungsverhältnis in einem Bereich von 25-30 % stufenweise ($\pm 1,25$ %) verändern kann. Durch den Stufenschalter kann auf Spannungsveränderungen im Netz entsprechend reagiert werden. Ergänzend kann durch die Anpassung des Übersetzungsverhältnisses die Abstimmung zwischen Gleichspannung, Blindleistungsbedarf und Zündwinkel optimiert werden [12].

Bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite stellt die Impedanz des Transformators eine wichtige Größe bei der Limitierung des Kurzschlussstroms dar. Die Impedanz spielt zudem eine besondere Rolle bei der Stromänderung während der Kommutierung. Die einzelnen Transformatoren müssen gleich große Impedanzen aufweisen, weil das andernfalls zu Kreisströmen führen kann [24].

Drehstrom- und Gleichstromfilter

Durch die Betriebsweise der Stromrichter entstehen Oberschwingungen, die in das Drehstrom- und Gleichstromnetz gespeist werden. Um Spannungsverzerrungen und zusätzliche Netzbelastungen zu vermeiden, werden sowohl auf der Drehstrom- als auch auf der Gleichstromseite Filter installiert.

Bei einer Zwölfpulsbrücke treten auf der Drehstromseite dominante Oberschwingungen mit der Ordnungszahl $12 \cdot n \pm 1$ und auf der Gleichstromseite mit der Ordnungszahl $12 \cdot n$ auf ($n = 1$,

2,...). Die Filter werden dementsprechend auf die dominanten Oberschwingungen abgestimmt [12].

Allgemein können aktive und passive Filter unterschieden werden. Aktive Filter zeichnen sich durch zusätzliche leistungselektronische Komponenten aus. Im Gegensatz zu passiven Filtern können aktive Filter einen breiten Frequenzbereich abdecken. Da die Gleichstromseite strengeren Anforderungen hinsichtlich elektromagnetischer Verträglichkeit unterliegt, werden überwiegend dort aktive Filter eingesetzt. Generell sind in netzgeführten HGÜ-Systemen aber häufiger passive als aktive Filter vorzufinden [31].

Typische passive Filteranordnungen sind in Abbildung 2.4 dargestellt. Abbildung 2.4a zeigt Bandpassfilter zweiter und dritter Ordnung. Der Filter zweiter Ordnung ist genau auf eine bestimmte Frequenz abgestimmt (Oberschwingung 11. oder 13. Ordnung auf der Drehstromseite und 12. oder 24. Ordnung auf der Gleichstromseite), was durch die geeignete Wahl von Spule und Kondensator umgesetzt wird. Der sogenannte Q-Faktor legt die Höhe des ohmschen Widerstands fest. Durch ihn wird die Charakteristik des Durchlassbereichs, die Verluste und das dynamische Filterverhalten bestimmt. Der Filter dritter Ordnung verhält sich für zwei Frequenzen niederohmig. Dieser kommt zum Einsatz, wenn sich beispielsweise zwei separate Filter zweiter Ordnung aufgrund stark unterschiedlicher Bemessungsleistungen wirtschaftlich nicht rentieren [30].

In Abbildung 2.4b sind zusätzlich Hochpassfilter zweiter und dritter Ordnung dargestellt. Oberschwingungen höherer Ordnung werden von diesem Filtertyp über einen großen Frequenzbereich absorbiert. Die Grenzfrequenz wird über die Kapazität und die Induktivität des Filters bestimmt. Parallel zur Induktivität befindet sich ein ohmscher Widerstand, dessen Höhe, wie auch beim Bandpassfilter, über den Q-Faktor festgelegt wird. Filter dritter Ordnung werden eingesetzt, wenn bei Filtern zweiter Ordnung im niederfrequenten Bereich hohe Verluste auftreten.

Drehstrom- und Gleichstromfilter weisen prinzipiell den gleichen Aufbau auf. Drehstromfilter müssen jedoch auf höhere Bemessungsleistungen ausgelegt werden, da sie zusätzlich Blindleistung bereitstellen, was bei Gleichstromfiltern nicht der Fall ist. Darüber hinaus muss bei Drehstromfiltern auf Resonanzen mit dem Netz geachtet werden, was bei der Auslegung zu berücksichtigen ist.

Die von Drehstromfiltern und zusätzlichen Kondensatorbänken bereitzustellende Blindleistung hängt von der zu übertragenden Wirkleistung, dem Zündwinkel und der Reaktanz des Stromrichtertransformators ab. Die Filter und die Anzahl zuschaltbarer Kondensatoren werden dementsprechend darauf abgestimmt. Die Mehrheit der HGÜ-Systeme wird in diesem Zusammenhang überkompensiert oder bei einem Leistungsfaktor von eins betrieben [12].

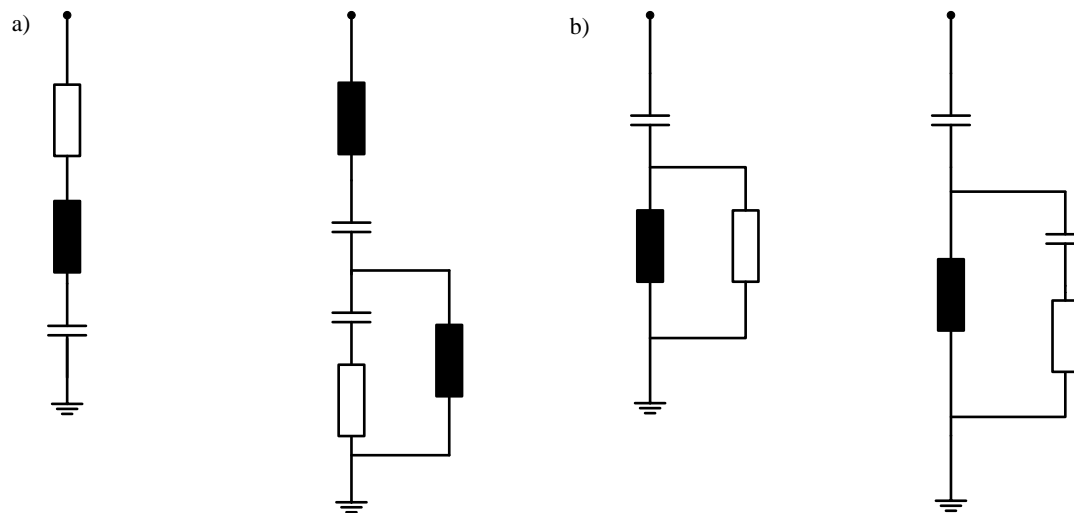


Abbildung 2.4 – Passive Filteranordnungen:
a) Bandpassfilter: zweiter und dritter Ordnung
b) Hochpassfilter: zweiter und dritter Ordnung

Glättungsspule

In netzgeführten HGÜ-Systemen werden relativ große Glättungsspulen auf der Gleichstromseite eingesetzt. Bei Langstreckenübertragungen liegen die Induktivitäten im Bereich 100 mH bis 300 mH. Für Kurzkupplungen sind sie kleiner mit 30 mH bis 80 mH. Zu den grundlegenden Aufgaben zählen [88]:

- Reduzierung von Fehlerströmen auf der Gleichstromseite
- Verhinderung von Resonanzen auf der Gleichstromseite
- Reduzierung von Oberschwingungen
- Verhinderung von Lückströmen im Schwachlastbetrieb

Hohe Fehlerströme können bei Kommutierungsfehlern im Stromrichter oder bei Kurzschlüssen auf der Gleichstromseite auftreten. Durch die Induktivität werden der Stromanstieg und die maximale Amplitude reduziert.

Bei der Auslegung der Glättungsspule ist darauf zu achten, dass Resonanzen auf der Gleichstromseite vermieden werden. Dabei liegt der Fokus auf Oberschwingungen im Niederfrequenzbereich bei 100 Hz oder auch 150 Hz [88].

Da die Glättungsspule in Reihe zwischen Stromrichter und Freileitung liegt, werden die durch den Stromrichter erzeugten Oberschwingungen in der Amplitude reduziert. Das Gleiche gilt auch für Interferenzen, die über die Freileitung den Stromrichter und die Drehstromseite beeinträchtigen.

Gleichstromleitung

Die Stromrichter im HGÜ-System werden über Freileitungen oder Kabel miteinander verbunden. Einzige Ausnahme stellen Kurzkupplungen dar, bei denen Stromrichter ohne Übertragungsleitung Leistung direkt miteinander austauschen.

Freileitungen werden eingesetzt, wenn sehr lange Distanzen überbrückt werden müssen und die räumlichen Gegebenheiten deren Anwendung erlauben. Mit Freileitungen können sehr hohe Leistungen übertragen werden, da Spannungen von über ± 1000 kV möglich sind. Aktuell beträgt die höchste Spannung in einem HGÜ-Freileitungssystem ± 800 kV [3], [91]. Gegenüber Drehstrom-Freileitungen benötigen HGÜ-Freileitungen vergleichbarer Leistung deutlich weniger Raum aufgrund der geringeren Spannweite der Traverse.

Generell können monopolare und bipolare Freileitungs-Konfigurationen unterschieden werden. Der genaue Aufbau eines HGÜ-Freileitungsmasts wird in Kapitel 3 im Detail beschrieben. Der monopolare Freileitungsmast führt einen Leiter bzw. einen Bündelleiter. Die Leiterseile aus HGÜ-Systemen sind hinsichtlich Material und Aufbau mit denen aus Drehstromsystemen vergleichbar. Bei der Auslegung der Leiterseile ist zu berücksichtigen, dass aufgrund des nichtvorhandenen Skineffekts und der dadurch besseren Ausnutzung des Leiterquerschnitts eine höhere Strombelastbarkeit erzielt wird. Der bipolare Freileitungsmast hat auf beiden Seiten der Traverse einen Leiter, die jeweils die positiven und negativen Pole miteinander verbinden [34].

Um die Leitung vor Blitzeinschlägen zu schützen, befindet sich ein Erdseil an der Spitze des Masts. Je nach Traversenbreite sind mehrere Erdseile notwendig.

Im Offshore-Bereich kommen ausschließlich Kabel als Übertragungsmedium in Frage. Bei Landübertragungen werden Kabel bevorzugt, wenn das Landschaftsbild erhalten werden soll, welches durch den Bau von Freileitungsmasten negativ beeinträchtigt wird. Zudem ist die Trassenbreite von Kabeln geringer, so dass der Raumbedarf entlang der Übertragungsstrecke kleiner ist. Negative Faktoren sind die hohen Investitionskosten gegenüber Freileitungen (Faktor ≈ 7) und der Zeitaufwand bei der Verlegung von Landkabeln durch die hohe Anzahl an Muffen [35].

Das Kabel besteht aus verschiedenen Komponenten. Im Zentrum befindet sich der Leiter, welcher von einer Isolation umschlossen ist. Um die Isolation ist ein metallischer Mantel gewickelt, der beidseitig bzw. in regelmäßigen Abständen geerdet ist und um den sich eine weitere Isolation befindet. Die mechanische Festigkeit wird bei Seekabeln durch eine zusätzliche Stahlbewehrung sichergestellt [72].

Generell können hinsichtlich der Isolation folgende HGÜ-Kabel in netzgeführten Systemen unterschieden werden:

- masseimprägnierte Kabel
- ölisolierte Kabel

Das masseimprägnierte Kabel wird unter den verschiedenen Kabeltypen am häufigsten in netzgeführten HGÜ-Systemen eingesetzt. Hierbei sind Übertragungsleistungen bis zu 2000 MW (bipolar) bei Spannungen von 550 kV möglich [7], und die Strombelastbarkeit ist durch eine maximal zulässige Leitertemperatur von 55°C begrenzt [72]. Die Isolation besteht aus ölgetränkten Papierbändern, die zusätzlich durch Harze imprägniert werden. Im Vergleich dazu wird beim ölisolierten Kabel ein Mineralöl mit einer geringen Viskosität verwendet, das durch eine

entsprechende Anlage durch das Kabel geleitet wird. Dabei werden Niederdruck- und Hochdruckkabel unterschieden, mit denen Übertragungsspannungen von bis zu 600 kV erreicht werden können. Nachteilhaft sind die limitierten Leitungslängen aufgrund des erforderlichen Ölflusses und die Umweltbeeinträchtigungen im Fall von Leckagen.

VPE-isolierte Kabel wurden bisher nicht für netzgeführte HGÜ-Systeme in Betracht gezogen, da durch den Polaritätswechsel bei einer Veränderung der Leistungsflussrichtung die Isolation hohen dielektrischen Beanspruchungen ausgesetzt ist [72].

2.2.3 Regelung

In einem netzgeführten HGÜ-System wird die Richtung des Leistungsflusses durch die Spannungspolarität bestimmt, da der Strom aufgrund der Thyristoren nur in eine Richtung fließen kann. Der netzgeführte Stromrichter wird über den Zündwinkel α der Thyristoren geregelt. Durch die Anpassung dieses Winkels zwischen 0° und 90° wird die Spannung auf der Gleichspannungsseite im Leerlauf zwischen 1 p.u. und 0 p.u. verändert. Bei Winkeln über 90° geht der Stromrichter vom Gleichrichter- in den Wechselrichterbetrieb über, so dass bei 180° die Gleichspannung eine Amplitude von minus 1 p.u. hat.

Mit dem Stufenschalter des Stromrichtertransformators kann die Spannung des Stromrichters zusätzlich geregelt werden. Der Stufenschalter kann dazu das Übersetzungsverhältnis um bis 30 % verändern. Der Stufenstellungswechsel nimmt jedoch relativ viel Zeit (Sekundenbereich) in Anspruch, so dass sich diese Regelung nicht dazu eignet, schnelle Leistungsanpassungen vorzunehmen.

In einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung wird ein Stromrichter als Gleichrichter und der andere Stromrichter als Wechselrichter betrieben. Der Gleichrichter regelt normalerweise den Strom und der Wechselrichter die Spannung im Gleichstromsystem. Für den Gleichrichter können folgende Regelungsmodi unterschieden werden [12]:

- konstante Spannung
- limitierter Zündwinkel

Beim erst genannten Regelungsmodus wird der Zündwinkel des Stromrichters über den Vergleich von gemessenem Strom und vorgegebenem Strom angepasst. Da sich die Spannung auf der Drehstromseite in Abhängigkeit des Stromflusses verändert, wird zusätzlich der Stufenschalter genutzt, um die Spannung auf der Drehstromseite konstant zu halten.

Beim zweiten Regelungsmodus wird ebenfalls durch den Vergleich der Ströme der notwendige Zündwinkel eingestellt. Bei Spannungsveränderungen wird durch die Anpassung der Stufenstellung des Transformators der Zündwinkel zwischen einer Unter- und Obergrenze gehalten. Da in diesem Modus der Zündwinkel generell kleiner und der dadurch resultierende Blindleistungsbedarf geringer ist, wird dieser Modus bevorzugt eingesetzt.

Für den Wechselrichter werden folgende Regelungsmodi angewendet [12]:

- konstante Spannung
- limitierter Löschwinkel
- konstanter Löschwinkel

Die ersten beiden Regelungsmodi sind mit denen des Gleichrichters vergleichbar, mit dem Unterschied, dass die Gleichspannung geregelt und der Löschwinkel angepasst wird.

Im dritten Modus wird der Löschwinkel durch die Regelung konstant gehalten. Spannungsveränderungen im Gleichstromsystem werden durch die Anpassung des Stufenschalters ausgeglichen. In diesem Modus ist die Blindleistungsaufnahme ebenfalls vermindert, weshalb diese Regelungsvariante häufiger implementiert ist.

2.2.4 Verhalten bei Kurzschluss auf der Gleichstromseite

Generell können Fehler auf der Drehstromseite, auf der Gleichstromseite und im Stromrichter auftreten. Da in dieser Arbeit der Fokus auf dem Kurzschlussstrom im Gleichstromnetz liegt, wird in diesem Abschnitt nur auf das Verhalten für diesen Fehlerfall eingegangen.

Unter einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite ist ein Kurzschluss zu verstehen, der direkt am gleichstromseitigen Stromrichteranschlusspunkt oder auf der Gleichstromleitung auftritt. Dabei sind Kurzschlüsse zwischen Leiter und Erde und zwischen den Leitern zu unterscheiden. Mögliche Ursachen bei Freileitungen sind Blitzeinschläge oder Bäume, die in die Leiterseile fallen. Im Fall von Kabeln können beispielsweise Isolationsfehler oder Beschädigungen durch Baggerarbeiten zu einem Kurzschluss führen.

Der Kurzschluss führt zu einem Spannungszusammenbruch im Netz. Der durch den Stromrichter gespeiste Strom steigt darauffolgend schnell an. Bei Freileitungen wird der im Gleichrichterbetrieb befindliche Stromrichter in den Wechselrichterbetrieb überführt, um den Lichtbogen durch den Energieentzug zu löschen. Der Kurzschlussstrom wird durch diese Maßnahme auf null reduziert. Nach einer gewissen Wartezeit wird der Stromrichter wieder als Gleichrichter hochgefahren. Kann die Gleichspannung nicht wieder aufgebaut werden, wird die Prozedur wiederholt. Falls nach mehreren Versuchen der Fehler noch immer vorliegt, wird das System dauerhaft heruntergefahren [12], [58]. Bei Kabeln wird sofort beidseitig abgeschaltet, da es sich hierbei um einen permanenten Fehler handelt.

2.3 Selbstgeführte HGÜ

In den folgenden Unterkapiteln wird auf den Aufbau, die Regelung und das Kurzschlussverhalten der selbstgeführten HGÜ eingegangen. Da die netzgeführte und die selbstgeführte HGÜ hinsichtlich des Aufbaus Gemeinsamkeiten aufweisen, werden in diesen Fällen die Ausführungen kurz gehalten.

2.3.1 Allgemein

Die selbstgeführte HGÜ (engl.: *VSC-HVDC, voltage source converter*) wird seit fast zwanzig Jahren kommerziell eingesetzt. Im Vergleich zur netzgeführten HGÜ sind insbesondere im Bereich der Stromrichtertechnologie noch weiterhin Optimierungspotentiale vorhanden. Der von ABB im Jahr 1997 installierte Zweipunktstromrichter (Generation 1) hat, wie in Abbildung 2.5 dargestellt, Verluste von etwa 3 %, bezogen auf die Bemessungsleistung des Stromrichters, aufgewiesen. Bei der neuesten Stromrichterentwicklung, dem Mehrpunktstromrichter (Generation 4), konnten die Verluste bereits auf 1 % reduziert werden. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig durch weitere Fortschritte, unter anderem im Bereich der Leistungselektronik, die Verluste des selbstgeführten Stromrichters im Verlustbereich des netzgeführten Stromrichters liegen werden [2].

Das erste VSC-HGÜ-System hat bei einer Spannung von ± 10 kV eine Leistung von 3 MW übertragen. Das zwischen Frankreich und Spanien realisierte VSC-HGÜ-System mit einer Spannung von ± 320 kV und einer Leistung von 2×1000 MW gehört zurzeit zu den leistungstärksten Systemen. Da VPE-isolierte Kabel nun auch für über 500 kV verfügbar sind, ist mit weiteren Leistungssteigerungen zu rechnen [55].

Durch die besonderen Eigenschaften des selbstgeführten Stromrichters haben sich neue Anwendungsmöglichkeiten für die HGÜ ergeben. Die selbstabschaltbaren IGBTs benötigen keine Kommutierungsspannung, weswegen die Stromrichter selbst in passiven Netzen betrieben werden können. Aufgrund des geringeren Platzbedarfs eignet sie sich sehr gut für die Anbindung von Offshore-Windparks, da die Plattformen weniger aufwendig sind. Viele der offenen und bereits realisierten VSC-Projekte sind daher im Norden Europas vorzufinden, weil dort das Potential der Windenergienutzung sehr hoch ist [1], [2].

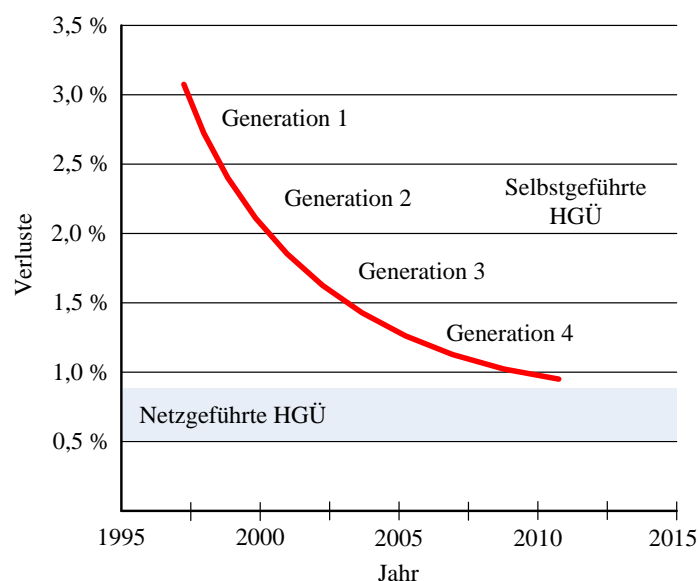


Abbildung 2.5 – Verlustentwicklung pro Station für die selbstgeführte HGÜ seit dem Jahr 1997 [2]

Eine weitere positive Eigenschaft ist die Schwarzstartfähigkeit des Stromrichters, die sich beispielsweise im Jahr 2003 bei einem Stromausfall in New York als sehr nützlich erwiesen hat. Über den selbstgeführten Stromrichter konnte die Versorgung sukzessive wieder hergestellt werden [16]. Die Möglichkeit des Stromrichters Blindleistung bereitzustellen, kann darüber hinaus genutzt werden, um das Netz zu stützen und die Stabilität zu erhöhen.

Im Folgenden wird die selbstgeführte HGÜ eingehender beschrieben. In Kapitel 2.3.2 werden die wesentlichen Komponenten der Stromrichterstation erläutert. Kapitel 2.3.3 gibt einen Einblick in die Regelung eines Stromrichters und in die einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung. Abschließend wird in Kapitel 2.3.4 das Verhalten des selbstgeführten Stromrichters bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite aufgezeigt, was ein wesentlicher Aspekt für diese Arbeit ist.

2.3.2 Technologie

Der Aufbau einer selbstgeführten HGÜ-Station ist mit der einer netzgeführten Station vergleichbar (vgl. Abbildung 2.1). Der generelle Aufbau ist in Abbildung 2.6 zu sehen. Die Station ist über den drehstromseitigen Anschlusspunkt mit dem Drehstromnetz (1) verbunden. Das Netz wird durch das Kurzschlussverhältnis (*SCR*) charakterisiert, das je nach Netztyp (Windpark, Höchstspannungsnetz, passives System etc.) unterschiedlich hohe Werte annehmen kann.

Die durch den Betrieb des Stromrichters generierten Oberschwingungen werden durch Filter auf der Drehstromseite (2) absorbiert. Da die Stromrichterspannung bereits eine sehr gute Sinusform aufweist, sind weniger und kleinere Filter notwendig, wodurch der Platzbedarf geringer ist. Darüber hinaus werden im Gegensatz zum netzgeführten System keine Kondensatorbänke installiert, da für den Betrieb des Stromrichters keine Blindleistung erforderlich ist [90].

Der Stromrichter ist mit dem Netz über einen Transformator (3) verbunden, der die Netzspannung auf eine für den Stromrichter geeignete Spannung anpasst. Der Transformator hat auf der Netzseite einen Stufenschalter, der das Übersetzungsverhältnis geringfügig verändern kann. Dieser wird dazu eingesetzt, um den Arbeitspunkt des Stromrichters zu optimieren.

Die Stromrichterspule (4) zwischen Transformator und Stromrichter ist eine wichtige Komponente für das Regelungskonzept, da sie den Wirk- und Blindleistungsfluss zwischen Stromrichter und Netz bestimmt. Zusätzlich begrenzt sie den Kurzschlussstrom des Netzes bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite und schützt somit die Leistungshalbleiter des Stromrichters. Gegenüber dem Zweipunktstromrichter befindet sich bei einem Mehrpunktstromrichter die Spule in den „Armen“ des Stromrichters, statt direkt hinter dem Transformator [32], [90].

Der Stromrichter (5) erzeugt am drehstromseitigen Ausgang eine Sinusspannung beliebiger Amplitude und Phasenlage, wodurch der Leistungsfluss nach Bedarf angepasst werden kann. Wie im vorangegangenen Abschnitt gezeigt, wurden in den letzten zwei Jahrzehnten verschiedene

Stromrichtertypen entwickelt. Angefangen beim Zweipunktstromrichter werden heute überwiegend Mehrpunktstromrichter in selbstgeführten HGÜ-Projekten eingesetzt.

Zweipunktstromrichter verwenden auf der Gleichstromseite große Kondensatoren (6). Bei Mehrpunktstromrichtern sind diese Kondensatoren deutlich kleiner, da die Hauptkapazität über die Module in den Armen verteilt ist [2].

Die HGÜ-Station ist über das Gleichstromnetz (7) mit einer anderen Station bzw. anderen Stationen verbunden. In selbstgeführten HGÜ-Systemen werden dazu hauptsächlich VPE-Kabel eingesetzt. Freileitungen kommen im Onshore-Bereich ebenfalls in Frage.

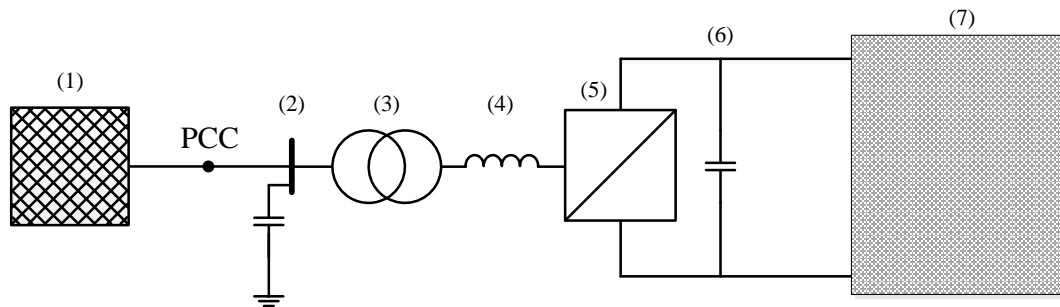


Abbildung 2.6 – Aufbau einer selbstgeführten HGÜ-Station: (1) Netzeinspeisung, (2) Drehstromfilter, (3) Stromrichtertransformator, (4) Stromrichterspule, (5) Stromrichter, (6) Gleichspannungskondensator, (7) Gleichstromnetz

Stromrichter

Die Funktionsweise des selbstgeführten Stromrichters wird durch die verwendeten Leistungshalbleiter bestimmt. Grundelement des Stromrichters ist der sogenannte IGBT (engl.: *Insulated Gate Bipolar Transistor*), der sich sowohl einschalten als auch abschalten lässt.

Der prinzipielle Aufbau eines IGBTs mit der entsprechenden Substratstruktur ist in Abbildung 2.7a dargestellt. Er hat drei Anschlüsse: Emittor (E), Kollektor (C) und Gate (G). Der IGBT befindet sich im Sperrbetrieb, wenn zwischen Kollektor und Emittor eine positive Spannung anliegt und solange die Spannung zwischen Gate und Emittor den sogenannten Schwellenwert des Transistors nicht erreicht. Wird die Spannung erhöht, so dass dieser Wert überschritten wird, geht der IGBT in den Durchlassbereich über. Der durch den Transistor fließende Strom hängt von der Höhe der Gate-Emittor-Spannung ab. Wird die Spannung reduziert, so dass sie unter den Schwellenwert fällt, wird der Sperrbetrieb wieder aktiv und der Transistor unterbricht den Stromfluss [73], [83].

Die Funktionsweise des selbstgeführten Stromrichters soll am Beispiel des Zweipunktstromrichters erläutert werden, der in Abbildung 2.7b zu sehen ist. Der Zweipunktstromrichter erzeugt am drehstromseitigen Ausgang eine Spannung, die zwischen zwei diskreten Spannungsniveaus wechseln kann. Ist der Mittelpunkt zwischen den Gleichspannungskondensatoren geerdet, findet der Wechsel zwischen den Amplituden $+U_{DC}/2$ und $-U_{DC}/2$ statt. Der Amplitudenwechsel wird durch die Ein- und Ausschaltung der Leistungshalbleiter herbeigeführt [32].

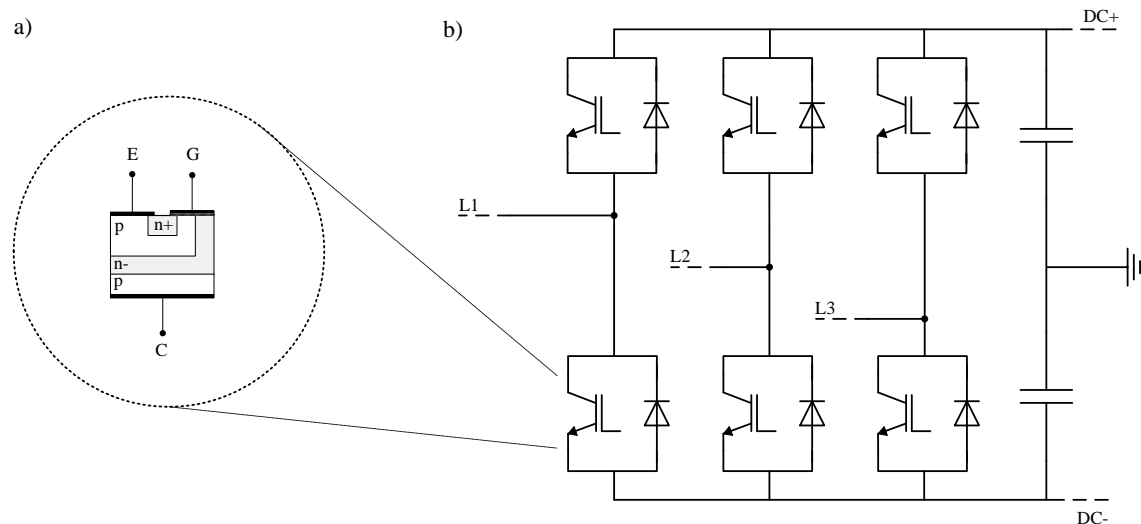


Abbildung 2.7 – Grundaufbau eines selbstgeführten Stromrichters:

- a) Anschlüsse und Dotierung eines IGBTs
b) Zweipunktstromrichter

Da IGBTs unidirektional leiten, sind antiparallel dazu Dioden erforderlich, so dass ein Stromfluss in beide Richtungen möglich ist. Ist der obere IGBT einer Phase eingeschaltet, liegt am Ausgang die Spannung $+U_{DC}/2$ an. Der Strom fließt von der Gleichstrom- zur Drehstromseite über den oberen IGBT und von der Drehstrom- zur Gleichstromseite über die obere Diode. Ist der untere IGBT zugeschaltet, gelten die umgekehrten Verhältnisse [32]. Um die entsprechende Spannungsfestigkeit zu sichern, ist eine hohe Anzahl an IGBT/Dioden-Einheiten in Reihe zu schalten.

Über die Ansteuerung der Gate-Anschlüsse der IGBTs kann am Ausgang ein beliebiges Spannungsmuster erzeugt werden. In der Praxis werden die Ein- und Ausschaltzeitpunkte über die Pulsweitenmodulation bestimmt, bei der ein Sinusreferenzsignal mit einem Dreiecksignal verglichen wird. Die Grundschiwingung der Ausgangsspannung entspricht in Amplitude und Phasenlage dem Referenzsignal, das durch die Regelung vorgegeben wird.

Neben dem Zweipunktstromrichter existieren noch weitere Stromrichterkonzepte, die zwischen mehr als zwei Spannungsniveaus schalten können. Ein spezielles Mehrpunktstromrichter-Konzept erhöht die Anzahl der Spannungsniveaus durch die Integration weiterer Dioden (engl.: *multi-level neutral point clamped converter*) oder weiterer Kondensatoren (engl.: *multi-level floating capacitor converter*). Die Verluste sind bei diesem Konzept geringer, da weniger Schalthandlungen notwendig sind. Jedoch sind die Regelung und das Schutzkonzept deutlich aufwendiger. Außerdem sind die Investitionskosten und der Platzbedarf höher. Aus diesen Gründen konnte sich dieses Stromrichterkonzept nicht gegenüber dem Zweipunktstromrichter durchsetzen [32].

Ein anderes Mehrpunktstromrichter-Konzept beruht auf einem modularen Aufbau, wodurch zwischen einer sehr hohen Anzahl an Spannungsniveaus geschaltet werden kann. Dieser Stromrichtertyp ist unter den Produktnamen HVDC Light® (4. Generation, CTL), HVDC Plus® und

HVDC MaxSine[®] bekannt [2], [13], [90]. Die einzelnen Varianten unterscheiden sich im Modulaufbau und im angewendeten Regelungskonzept. Grundsätzlich kann zwischen einem Halbbrücken- und einem Vollbrückenmodul unterschieden werden. Der prinzipielle Aufbau eines Halbbrückenmoduls entspricht dem einer Phase eines Zweipunktstromrichters (Abbildung 2.8a). Es besteht aus zwei IGBT/Dioden-Einheiten und einem Modulkondensator.

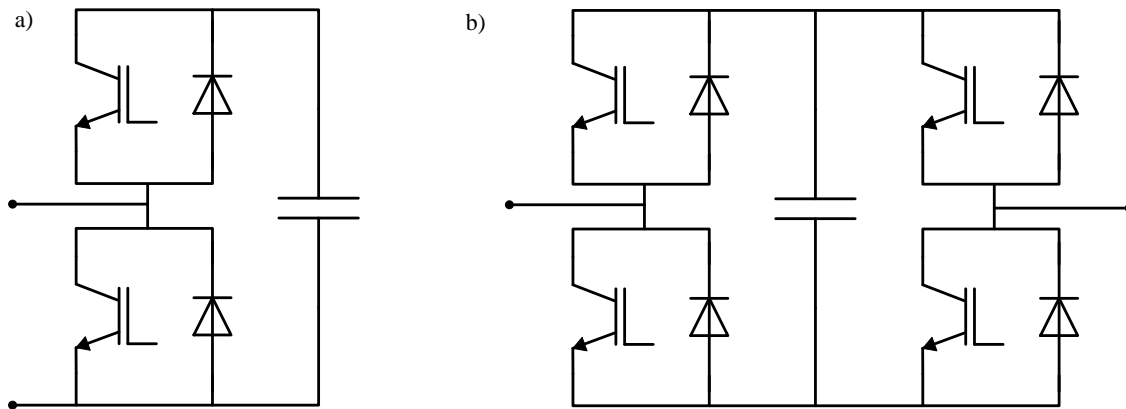


Abbildung 2.8 – Allgemeine Modulvarianten bei einem Mehrpunktstromrichter:

- a) Halbbrückenmodul
- b) Vollbrückenmodul

Pro Phase werden sehr viele Module (M_1, M_2, \dots, M_X) in Reihe geschaltet, wie in Abbildung 2.9 dargestellt. Am Ausgang jedes Moduls liegt in Abhängigkeit der IGBT-Ansteuerung und der Stromrichtung eine Spannung von null oder die Kondensatorspannung an. Durch die entsprechende Zu- und Abschaltung einer bestimmten Modulanzahl kann stufenweise ein durch die Regelung vorgegebenes Sinussignal am drehstromseitigen Ausgang des Stromrichters erzeugt werden. Je höher die Modulanzahl desto genauer ist die Übereinstimmung zwischen dem Referenzsignal und der Ausgangsspannung [90].

Beim Vollbrückenmodul befinden sich auf beiden Seiten des Modulkondensators zwei IGBT/Dioden-Einheiten (Abbildung 2.8b). Zu diesem generellen Aufbau existieren verschiedene Erweiterungen, die die höheren Verluste gegenüber dem Halbbrückenmodul verringern [97]. Das Vollbrückenmodul kann zwischen den Ausgangsklemmen zusätzlich eine negative Spannung erzeugen, für den Normalbetrieb hat diese Zusatzfunktion keine Bedeutung. Bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite hingegen kann durch sie eine negative Spannung in den Armen des Stromrichters eingeprägt werden, die der treibenden Spannung des Netzes entgegenwirkt und somit den Kurzschlussstrom auf null reduziert (s. a. Kapitel 2.3.4).

Aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist der Mehrpunktstromrichter mit Halbbrückenmodulen geeigneter, da die Investitionskosten aufgrund der geringeren Anzahl an Leistungshalbleitern niedriger sind und während des Betriebs weniger Verluste auftreten. Hinsichtlich des Fehlerverhaltens weist der Mehrpunktstromrichter mit Vollbrückenmodulen Vorteile auf, da keine hohen Kurzschlussströme auftreten. Welche der beiden Varianten vorzuziehen ist, hängt von der Philosophie des Schutzkonzepts ab, die vom Betreiber der Anlage vorzugeben ist.

Die selbstgeführten Stromrichter werden je nach Anforderung monopolar oder bipolar verschaltet. Bei der monopolaren Konfiguration wird zwischen einer monopolar-symmetrischen und einer monopolar-asymmetrischen Verschaltung unterschieden, je nachdem ob der Mittelpunkt der Kondensatoren auf der Gleichstromseite oder einer der Pole direkt geerdet ist. Die bipolare Konfiguration ist eine Kombination aus zwei monopolar-asymmetrischen Konfigurationen.

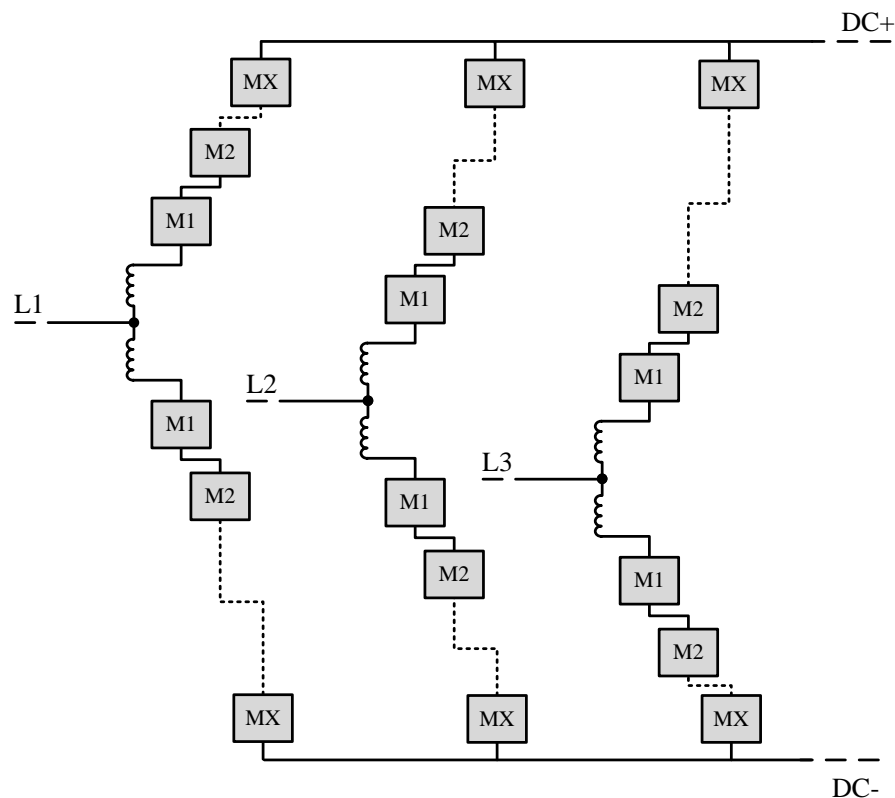


Abbildung 2.9 – Aufbau des modularen Mehrpunktstromrichters

Stromrichtertransformator

In einem monopolaren VSC-HGÜ-System ist im Gegensatz zur netzgeführten HGÜ grundsätzlich nur ein Transformator notwendig. Entweder werden dafür ein Dreiphasentransformator oder drei Einphasentransformatoren verwendet, was von den Transportmöglichkeiten, den Leistungsanforderungen und dem Redundanzanspruch abhängt. Die Transformatoren werden mit drei Wicklungen ausgeführt, wovon eine Wicklung für die Versorgung des Eigenbedarfs genutzt wird.

Der Transformator verfügt generell über einen Stufenschalter, der die Regelung unterstützt. Da der Betrieb des selbstgeführten Stromrichters nicht direkt von der Netzspannung bestimmt wird und der Stromrichter in der Lage ist, Blindleistung bereitzustellen, hat der Stufenschalter eine weniger große Bedeutung als bei netzgeführten HGÜ-Systemen [32]. In monopolar-symmetrischen Systemen befindet sich der Stufenschalter auf der Stromrichterseite und in mo-

nopolar-asymmetrischen Systemen auf der Netzseite, was davon abhängt, ob die Stromrichter-spannung einen Gleichanteil enthält [2].

In einem bipolaren VSC-HGÜ-System sind zwei Transformatoren gleicher Schaltgruppe notwendig. Grundsätzlich kann auch ein Dreiwicklungstransformator verwendet werden, wobei die beiden Wicklungen auf der Stromrichterseite für die gleichen Bemessungsscheinleistungen auszulegen sind.

Die Impedanz des Transformators hat bei der Auslegung der Anlage eine große Bedeutung, da sie den Kurzschlussstrom bei Fehlern auf der Gleichstromseite entscheidend begrenzt [24]. Dies ist bei selbstgeführten Stromrichtern besonders wichtig, da IGBTs eine relativ geringe Kurzschlussfestigkeit aufweisen.

Stromrichterspule

Die Stromrichterspule ist ein wichtiges Betriebsmittel bei selbstgeführten HGÜ-Systemen, da sie den Leistungsfluss zwischen Stromrichter und Netz regelt. Der Blindleistungsfluss hängt vom Amplituden- und der Wirkleistungsfluss vom Phasenwinkelunterschied zwischen den Spannungen links und rechts von der Spule ab [32].

Bei Zweipunktstromrichtern ist die Spule direkt hinter dem Transformator auf der Stromrichterseite installiert. Bei Mehrpunktstromrichtern befindet sie sich stattdessen jeweils im oberen und unteren Arm des Stromrichters (Abbildung 2.9). Im Normalbetrieb treten bei diesem Stromrichtertyp Kreisströme zwischen den Phasen auf, die durch diese Spulen zusätzlich reduziert werden [97].

Die hohen Kurzschlussströme bei einem Kurzschluss im Gleichstromnetz werden durch die Stromrichterspulen im Anstieg und in der Amplitude begrenzt.

Drehstrom- und Gleichstromfilter

Bei Zweipunktstromrichtern weicht die erzeugte Ausgangsspannung stark von der erforderlichen Sinusform ab, so dass Filter auf der Drehstromseite notwendig sind. Gegenüber netzgeführten Stromrichtern haben die dominanten Oberschwingungen bei selbstgeführten Stromrichtern eine höhere Ordnungszahl, weswegen grundsätzlich Hochpassfilter zum Einsatz kommen. Die Ordnungszahl der dominanten Oberschwingungen hängt von der Schaltfrequenz ab, die in der Pulsweitenmodulation festgelegt wird und generell wenige Kilohertz beträgt. Eine höhere Schaltfrequenz hätte größere Schaltverluste zur Folge, so dass der gewählte Wert ein Kompromiss aus Spannungsqualität und Verlusten ist. Durch ergänzende Regulationsmaßnahmen, wie beispielsweise der "Injektion der dritten Harmonischen", kann das Oberschwingungs-Spektrum weiter verbessert werden [1].

Auf der Gleichstromseite kann bei der Verwendung von Kabeln auf den Einsatz von Filtern verzichtet werden, da durch die Filterwirkung des Kabels die resultierenden Oberschwingungen

bereits unterdrückt werden. Dieser Effekt kann durch die Verwendung von kleinen Glättungsspulen verstärkt werden. Im Fall von Freileitungen sind Gleichstromfilter eventuell erforderlich, was davon abhängt, ob benachbarte Telekommunikationseinrichtungen durch die Oberschwingungen beeinträchtigt werden [1], [2].

Mehrpunktstromrichter erzeugen eine Spannung, die bereits annähernd sinusförmig ist. Aus diesem Grund kann auf die Verwendung von Filtern auf der Drehstrom- und Gleichstromseite verzichtet werden. Je nach Anforderungen an die Spannungsqualität sind gegebenenfalls kleine Filter vorgesehen, die Oberschwingungen aus dem Hochfrequenzbereich absorbieren [2].

Gleichstromkondensator

Gleichstromkondensatoren sind parallel zum Stromrichter auf der Gleichstromseite installiert. Die Kondensatoren dienen als Energiespeicher, die im Normalbetrieb geladen und entladen werden, weswegen die Gleichspannung eine geringe Welligkeit aufweist. Die Spannungsstabilität hängt von der Größe der Kondensatoren ab. Je höher die Kapazität desto geringer sind die Schwankungen der Gleichspannung bei Lastflusswechseln und kleinen Störungen im Drehstromnetz [1].

Wie bereits im vorherigen Abschnitt beschrieben, filtern die Gleichstromkondensatoren hochfrequente Oberschwingungen, was den Aufwand für weitere Filteranlagen reduziert [32].

Bei Mehrpunktstromrichtern befindet sich die Hauptkapazität nicht direkt auf der Gleichstromseite, sondern wird über die Arme des Stromrichters verteilt. Jedes Modul verfügt über eine Modulkapazität (Abbildung 2.8), die die Spannung im Modul konstant hält. Auf der Gleichstromseite sind dennoch Gleichstromkondensatoren vorhanden, die aber im Vergleich zu denen von Zweipunktstromrichtern deutlich kleinere Kapazitäten aufweisen [2].

Gleichstromleitung

In VSC-HGÜ-Systemen können die Stromrichter grundsätzlich über Kabel oder Freileitungen miteinander verbunden werden. Ein selbstgeführtes System mit Freileitungen wurde bisher nur einmal in Afrika realisiert [65], was daran liegt, dass die sich in Betrieb befindlichen Verbindungen hauptsächlich im Offshore-Bereich vorzufinden sind. In naher Zukunft werden weitere Systeme mit Freileitungen hinzukommen, wie beispielsweise die HGÜ-Trasse *Ultratnet* in Deutschland [95]. In diesem Projekt werden die vorhandenen Drehstrommasten genutzt, um den zeitaufwendigen Genehmigungsprozess für neue Masten zu umgehen.

VPE-isolierte Kabel sind für netzgeführte HGÜ-Systeme ungeeignet, da ein Wechsel der Spannungspolarität zu einer hohen dielektrischen Beanspruchung führen kann. Bei selbstgeführten HGÜ-Systemen ist die Richtung des Leistungsflusses von der Stromflussrichtung bestimmt, weswegen VPE-isolierte Kabel für solche Systeme in Frage kommen. Gegenüber masseimprägnierten Kabeln haben sie den Vorteil, dass sie leichter und flexibler sind, weswegen sie sich

einfacher verlegen lassen. Außerdem lassen sich die Kabelabschnitte bei Landkabelverlegungen einfacher zusammenführen [72]. Kommerziell sind VPE-isolierte Kabel bis zu Spannungen von 525 kV verfügbar. Aktuell werden sie bei Spannungen von maximal 320 kV eingesetzt [55].

Masseimprägnierte Kabel, welche sich durch eine hohe Zuverlässigkeit und hohe Bemessungsspannungen auszeichnen, sind prinzipiell auch für selbstgeführte HGÜ-Systeme einsetzbar. Aufgrund der Nachteile, wie beispielsweise das höhere Gewicht und die aufwendige Verlegung, werden VPE-isolierte Kabel bevorzugt [48].

2.3.3 Regelung

In einem selbstgeführten HGÜ-System hängt der Wirk- und Blindleistungsfluss vom Phasenwinkel- und Amplitudenunterschied zwischen Netz- und Stromrichterspannung ab. Die Regelung des Stromrichters gibt die Zündzeitpunkte der IGBTs vor, so dass am Stromrichterausgang eine Spannung mit entsprechender Amplitude und Phasenlage erzeugt wird.

In einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung regelt eine Station die Gleichspannung und die andere Station die Wirkleistung. Zusätzlich regeln beide Stationen die Spannung am drehstromseitigen Anschluss oder die Blindleistung, die eingespeist bzw. aufgenommen werden soll [32].

In der Regelung wird ein zweiachsiges Koordinatensystem zugrunde gelegt. Durch diesen Ansatz können die beiden Leistungen – Wirk- und Blindleistung – unabhängig voneinander geregelt werden. Die gemessenen, dreiphasigen Größen – Strom und Spannung am Anschlusspunkt – werden dazu mit der sogenannten Park-Transformation in eine d- und q-Komponente zerlegt (engl.: *direct*, *quadrature*). Die d-Komponente bestimmt den Wirkleistungs- und die q-Komponente den Blindleistungsfluss. Der für die Transformation benötigte Winkel wird mittels einer Phasenregelschleife (engl.: *phase-locked loop*, *PLL*) erfasst. Dieser Winkel beschreibt die Phasenlage der Netzspannung, gegenüber der die Stromrichterspannung in Abhängigkeit der zu übertragenden Wirkleistung verschoben wird [61].

In der Regelung des Stromrichters wird zwischen einem inneren und einem äußeren Regelkreis unterschieden. Im äußeren Regelkreis werden die gemessenen Größen (Gleichspannung bzw. Wirkleistung, Netzspannung bzw. Blindleistung) mit den entsprechenden Referenzwerten verglichen. Die Ausgangsgrößen sind die Referenzwerte für den Stromrichterstrom als d- und q-Komponenten, welche wiederum die Eingangsgrößen des inneren Regelkreises darstellen. In diesem Kreis werden die Referenzwerte der Stromrichterspannung als d- und q-Komponenten bestimmt, die anschließend durch eine Rücktransformation in das Dreiphasensystem überführt werden.

In einer Pulsweitenmodulation wird der ermittelte Referenzwert der dreiphasigen Stromrichterspannung mit einem Dreieckssignal verglichen. Die Schnittpunkte der beiden Signale ergeben die Zündzeitpunkte für die IGBTs [32].

Mehrpunktstromrichter verwenden prinzipiell das gleiche Regelungskonzept. Unterschiede ergeben sich im inneren Regelkreis, da die Module in einem Arm nicht alle zur gleichen Zeit zu- oder abgeschaltet werden. Jedes Modul erhält die Zündzeitpunkte der IGBTs durch ein eigenes Dreieckssignal aus der Pulsweitenmodulation, das gegenüber den Dreieckssignalen der anderen Module phasen- oder amplitudenverschoben ist [62].

Durch einen zusätzlichen Regelkreis wird sichergestellt, dass die Kondensatorspannung jedes Moduls konstant gehalten wird. Dies wird dadurch erreicht, dass jede Modulkapazität im Mittel gleichlang geladen und entladen wird. Die Lade- und Entladephasen hängen von der Richtung des Stroms ab [25].

Durch die Betriebsweise des Mehrpunktstromrichters treten im Stromrichter zwischen den einzelnen Phasen Kreisströme auf, die die Komponenten zusätzlich belasten und die Verluste erhöhen. In einem weiteren Regelkreis werden die Kreisströme soweit wie möglich unterdrückt, wobei die Größe der Arminduktivität eine wichtige Rolle spielt [97].

2.3.4 Verhalten bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite

Tritt in einem selbstgeführten HGÜ-System ein Kurzschluss auf der Gleichstromseite auf, werden die IGBTs der Stromrichter nach der Detektion des Fehlers innerhalb weniger Mikrosekunden blockiert, um ein Schaden an den Leistungshalbleitern zu vermeiden [90].

In Abbildung 2.10a ist in diesem Zusammenhang ein Zweipunktstromrichter bei einem Leiter-Leiter Kurzschluss auf der Gleichstromseite dargestellt. Nach der Abschaltung der IGBTs wird der Kurzschluss dennoch aus dem Drehstromnetz gespeist, da die zu den IGBTs antiparallelen Dioden eine Verbindung zwischen Netz und Fehlerstelle herstellen. In der Darstellung ist beispielhaft ein möglicher Kurzschlusspfad rot hervorgehoben. In diesem Zustand verhält sich der Stromrichter wie eine passive Dioden-Sechspulsbrücke. Während des Kurzschlusses kommutiert der Strom von einer auf die andere Phase, so dass sich der Kurzschlusspfad innerhalb des Stromrichters verändert. Generell können dabei Zustände mit zwei und bis zu sechs gleichzeitig leitenden Stromrichterarmen auftreten.

Neben dem Netz liefern bei Zweipunktstromrichtern die Kondensatoren und Filter auf der Gleichstromseite durch die Entladung nach Kurzschlusseintritt einen Beitrag zum Kurzschlussstrom.

Abbildung 2.10b zeigt einen Mehrpunktstromrichter mit Halbbrückenmodulen bei einem Leiter-Leiter Kurzschluss auf der Gleichstromseite. Wie auch beim Zweipunktstromrichter werden die IGBTs aller Module nach der Erfassung des Kurzschlusses blockiert. In der Darstellung ist zu sehen, dass eine leitende Verbindung zur Gleichstromseite durch die untere Diode der IGBT/Dioden-Einheit je Modul hergestellt wird. Dabei ist die Modulkapazität kurzgeschlossen, so dass während des Kurzschlusses nach der Sperrung der IGBTs die Kondensatoren keinen Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern. Die Höhe des Entladestroms vor der Blockierung hängt

von der Zeit bis zur Erfassung des Fehlers und der Reaktionszeit des Schutzsystems ab. Da die IGBTs, wie oben beschrieben, eine geringe Kurzschlussfestigkeit aufweisen, muss die Sperrung der IGBTs in einer sehr kurzen Zeitspanne stattfinden. Nach der Fehlererkennung geschieht dies innerhalb weniger Mikrosekunden [90]. Da der Stromanstieg zusätzlich durch die im Arm befindlichen Spulen verzögert wird, ist davon auszugehen, dass der Kondensatorbeitrag gering ist und der Energieinhalt der Module erhalten bleibt [38]. Die Module werden zusätzlich durch parallelgeschaltete Thyristoren geschützt, die nach der Zündung den Kurzschlussstrom führen [90].

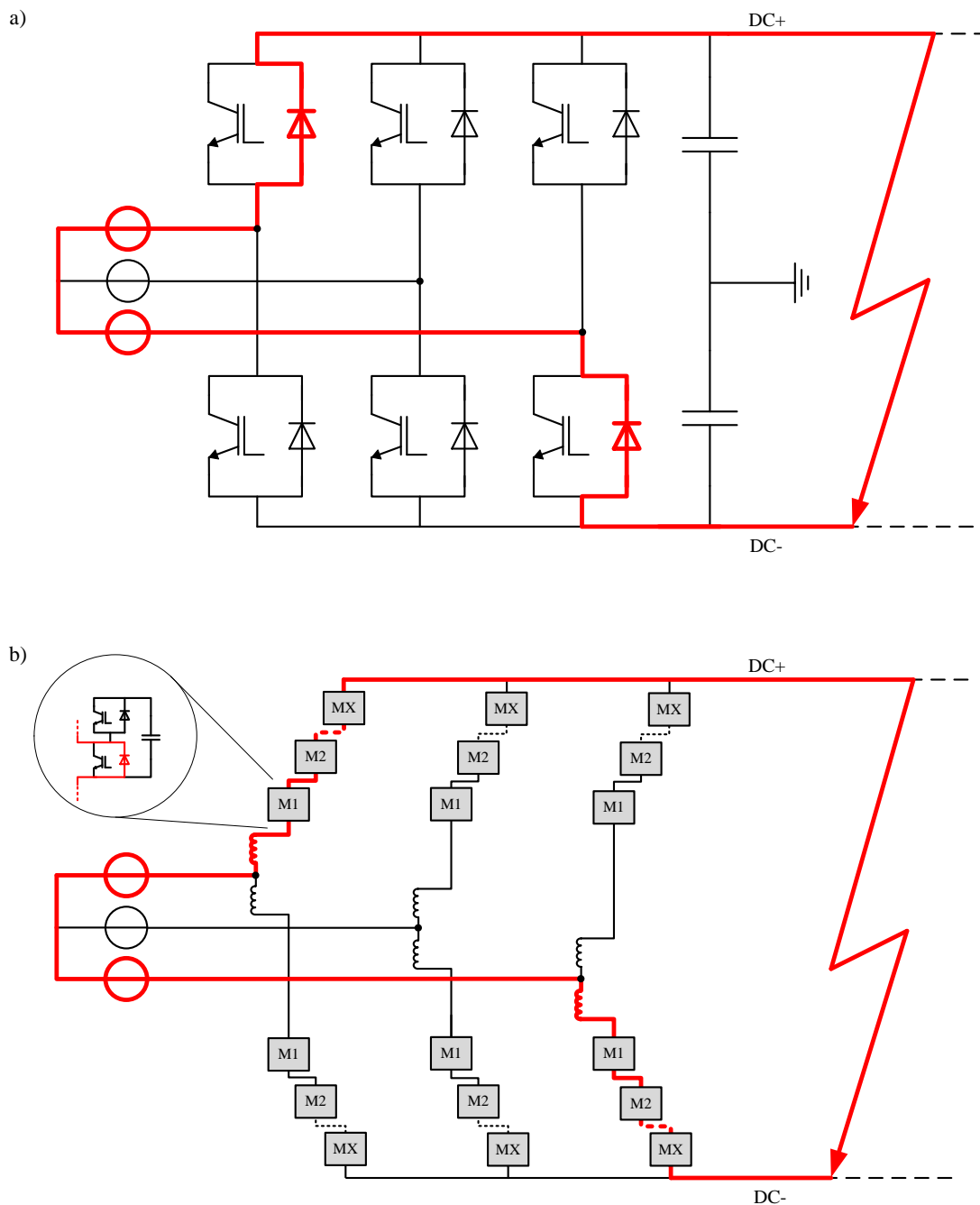


Abbildung 2.10 – Kurzschlusspfad bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite:

a) Zweipunktstromrichter

b) Mehrpunktstromrichter mit Halbbrückenmodulen

Bei den Stromrichtertypen aus Abbildung 2.10 wird der Kurzschlussstrom durch Leistungsschalter auf der Drehstromseite unterbrochen. Gleichstromleistungsschalter kommen dafür auch in Frage, wobei deren Einsatz in Gleichstromnetzen sinnvoller ist. Nach der Löschung des Lichtbogens werden die Leistungsschalter wieder geschlossen und die Stromrichter wieder initialisiert. Liegt der Kurzschluss immer noch vor, muss erneut abgeschaltet werden. Dieser Vorgang wird mehrmals wiederholt. Bei einem permanenten Fehler in einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung ist eine dauerhafte Abschaltung der Anlage notwendig. In einem Gleichstromnetz hingegen, wird nach der Abschaltung durch die Drehstromleistungsschalter die vom Kurzschluss betroffene Leitung durch Trennschalter isoliert. Darauf folgend, nach erneuter Zuschaltung der Stromrichter, kann der Leistungstransport im fehlerfreien Netz fortgesetzt werden.

Im Gegensatz zu den oben beschriebenen Stromrichtern ist der Mehrpunktstromrichter mit Vollbrückenmodulen in der Lage, bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite direkten Einfluss auf den Fehlerstrom zu nehmen. Durch den Aufbau kann am Ausgang des Moduls eine negative Spannung erzeugt werden, welche der treibenden Netzspannung entgegenwirkt. Die einfachste Möglichkeit der Kurzschlussstromunterbrechung sieht die Blockierung aller IGBTs vor. Der Strom in den Stromrichterarmen reduziert sich darauffolgend auf null, da die zwischen Drehstrom- und Gleichstromseite in Reihe liegenden Modulkapazitäten einen kontinuierlichen Stromfluss unterbinden. Eine Alternative zum Sperrbetrieb ist die aktive Beeinflussung des Fehlerstroms durch eine entsprechende Ansteuerung der IGBTs. Der Stromrichter kann dadurch während des Kurzschlusses aktiv als STATCOM betrieben werden [38], [67].

Unabhängig von der Stromrichtertechnologie treten im Gleichstromsystem nach dem Kurzschluss eintritt Entladungen auf, die von Leitungen, Filtern und Kondensatoren bestimmt werden. Die Höhe der Entladeströme hängt stark von der Konfiguration und dem Fehlerort ab. Bei der Auslegung des Schutzsystems sind diese Ströme zusätzlich zu den Stromrichterströmen zu berücksichtigen [36].

2.4 Vergleich zwischen netzgeführter und selbstgeführter HGÜ

Die netzgeführte und die selbstgeführte HGÜ unterscheiden sich im Aufbau und in der Betriebsweise, weswegen sich jeweils verschiedene Vor- und Nachteile ergeben. Welche Technologie zu bevorzugen ist, hängt stark von den Projektanforderungen ab.

In Tabelle 2.1 sind einige der Hauptmerkmale der beiden Varianten aufgeführt, woraus sich die geeigneten Einsatzgebiete ableiten lassen. Die Betriebsweise wird durch die verwendete Stromrichtertechnologie bzw. den installierten Leistungshalbleitern bestimmt. Der netzgeführte Stromrichter nimmt induktive Blindleistung auf, weshalb zusätzlich Filter- und Kondensatorbänke notwendig sind, um das Netz zu entlasten. Der selbstgeführte Stromrichter kann sowohl

Blindleistung aufnehmen als auch bereitstellen und somit die Spannungshaltung des Drehstromnetzes unterstützen.

Bei der netzgeführten HGÜ liegen die Verluste pro Station bei nur 0,7%. Da die Technologie schon seit einigen Jahrzehnten eingesetzt wird, ist zukünftig mit keinen weiteren Verlustreduzierungen zu rechnen. Seit dem kommerziellen Einsatz der selbstgeführten HGÜ konnten die Verluste pro Station von anfangs 3 % auf heute 1 % reduziert werden. Dies wurde hauptsächlich durch Weiterentwicklungen in der Stromrichtertechnologie erreicht. Der Mehrpunktstromrichter weist eine niedrige Schaltfrequenz auf, weswegen die Schaltverluste relativ gering sind.

Tabelle 2.1 – Hauptmerkmale der netzgeführten und selbstgeführten HGÜ

Merkmal	Netzgeführte HGÜ	Selbstgeführte HGÜ
Leistungshalbleiter	Thyristor (nicht-abschaltbar)	IGBT (abschaltbar)
Blindleistung	induktiv	induktiv/kapazitiv
Filteranforderungen	hoch	gering
Verluste	0,7 % pro Station	1,0 % pro Station
max. realisierte Betriebsspannung	800 kV (Freileitung) 600 kV (Kabel)	350 kV (Freileitung) 320 kV (Kabel)
max. realisierte Übertragungsleistung	7200 MW (Freileitung) 2200 MW (Kabel)	300 MW (Freileitung) 1000 MW (Kabel)
längste Übertragungsstrecke	2500 km (Freileitung) 435 km (Kabel)	950 km (Freileitung) 450 km (Kabel)
Voraussetzung für den Netzbetrieb	hohes Kurzschlussverhältnis (<i>SCR</i>) notwendig	niedriges Kurzschlussverhältnis (<i>SCR</i>) möglich
Kurzschlussverhalten (AC)	evtl. Stromrichterausfall (netzgeführt)	spannungsstützend
Kurzschlussverhalten (DC)	geregelt (strombegrenzend)	2L-VSC/HB-MMC: ungeregelt FB-MMC: geregelt (strombegrenzend)
Multi-Terminal-Betrieb	eingeschränkt möglich	uneingeschränkt möglich

Aufgrund der hohen Bemessungsgrößen eignet sich die netzgeführte HGÜ sehr gut für die Übertragung großer Leistungen über weite Distanzen, dabei kommen überwiegend Freileitungen zum Einsatz. Die selbstgeführte HGÜ ist hauptsächlich im Offshore-Bereich bei der Anbindung von Windparks im mittleren Leistungsbereich vorzufinden. Durch Innovationen, insbesondere im Bereich der Kabeltechnik, werden in naher Zukunft Systeme mit höheren Übertragungsleistungen realisiert.

Netzgeführte Stromrichter erfordern für den Betrieb ein relativ starkes Netz, da Spannungsschwankungen zu Kommutierungsfehlern führen können. Bei einem Kurzschluss im Drehstromnetz in Stromrichternähe ist die Leistungsübertragung im HGÜ-System kurzfristig unterbrochen. Selbstgeführte Stromrichter können im Gegensatz dazu sogar in passiven Systemen betrieben werden. Bei einem drehstromseitigen Kurzschluss liefert der Stromrichter zusätzlich Blindleistung, um die Netzspannung zu stützen.

Tritt in einem netzgeführten HGÜ-System ein Kurzschluss im Gleichstromsystem auf, werden die Stromrichter in einer Weise angesteuert, dass der Kurzschlussstrom auf null reduziert wird. In einem selbstgeführten HGÜ-System mit Zweipunktstromrichtern (engl.: *two-level VSC*, *2L-VSC*) oder Mehrpunktstromrichtern mit Halbbrückenmodulen (engl.: *half-bridge MMC*, *HB-*

MMC) wird der Kurzschluss nach der Abschaltung der IGBTs unregelt aus dem Drehstromnetz gespeist. Eine Abschaltung durch Leistungsschalter ist in diesem Fall erforderlich.

Mehrpunktstromrichter mit Vollbrückenmodulen (engl.: *full-bridge MMC*, *FB-MMC*) sind in der Lage, wie auch netzgeführte Stromrichter, den Kurzschlussstrom durch die Regelung aktiv zu reduzieren, so dass nicht abgeschaltet werden muss, sofern es sich um einen nicht-permanenten Fehler handelt.

Netzgeführte HGÜ-Systeme sind für ausgedehnte Gleichstromnetze ungeeignet, da sich eine Umkehr der Spannungspolarität bei einem Leistungsflusswechsel auf alle Stromrichter auswirkt. Bei selbstgeführten Stromrichtern ist der Leistungsfluss von der Stromrichtung bestimmt, so dass in dieser Hinsicht eine große Anzahl an Stromrichterstationen relativ problemlos in einem Gleichstromnetz betrieben werden können.

2.5 Zukünftige Gleichstromnetze

2.5.1 Allgemein

Typischerweise wird ein HGÜ-System als Punkt-zu-Punkt-Verbindung realisiert (Abbildung 2.11a), bei der ein Stromrichter als Gleichrichter und der andere Stromrichter als Wechselrichter betrieben wird. In einem Gleichstromnetz hingegen sind mindestens drei Stromrichter gleichstromseitig miteinander verbunden. Generell können dabei radiale und vermaschte Netztopologien unterschieden werden. Prinzipiell wäre auch eine Kombination aus beiden Varianten denkbar.

In einem radialen Netz ist der Leistungsaustausch zwischen zwei Stromrichtern über genau einen Leitungspfad möglich (Abbildung 2.11b). In einem vermaschten Netz dagegen existieren mindestens zwei Leitungspfade zwischen den einzelnen Stromrichtern, über die der Leistungsaustausch stattfindet (Abbildung 2.11c).

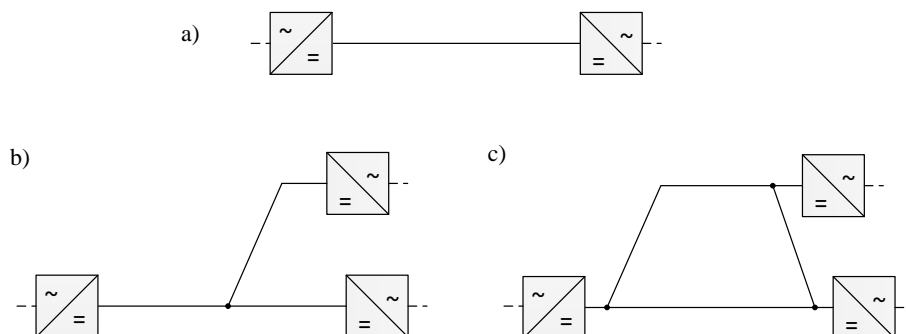


Abbildung 2.11 – HGÜ-Topologien:

- a) Punkt-zu-Punkt-Verbindung
- b) Radiales Gleichstromnetz
- c) Vermaschtes Gleichstromnetz

Gleichstromnetze bringen den Vorteil mit sich, dass sie eine hohe Flexibilität im Leistungstransport aufweisen. Außerdem kann im Fehlerfall nach der Abschaltung der fehlerbehafteten Leitung der Betrieb im fehlerfreien Netz fortgesetzt werden. Bei einem permanenten Fehler in einem radialen Netz muss die Station außer Betrieb genommen werden, die direkt an der fehlerbehafteten Leitung angeschlossen ist. In einem vermaschten Netz hingegen kann der Betrieb aller Stromrichter fortgesetzt werden. Je höher der Vermaschungsgrad desto höher die Verfügbarkeit des Gleichstromnetzes.

Die Idee eines HGÜ-Netzes entwickelte sich bereits vor einigen Jahrzehnten. Zu dieser Zeit wurden ausschließlich netzgeführte Stromrichter im HGÜ-Bereich in Erwägung gezogen. Ein 3-Stationen-System wurde in Italien realisiert, welches Sardinien, Korsika und das italienische Festland (SACOI) miteinander verbindet. In Kanada wird ein weiteres System (Hydro-Quebec-New England), das ursprünglich als 5-Stationen-System geplant wurde, heute ebenfalls als 3-Stationen-System betrieben [63], [64]. In Indien wird ein 4-Stationen-System mit einer Spannung von ± 800 kV gebaut, das im Jahr 2016 in Betrieb genommen werden soll (North-East Agra) [3].

Die mit netzgeführten Stromrichtern realisierten und geplanten Gleichstromnetze bestehen aus wenigen Stromrichterstationen, was auf die Betriebsführung eines solchen Netzes zurückzuführen ist. Um die Leistungsflussrichtung an einer Station zu ändern, ist ein Wechsel der Spannungspolarität notwendig. In einem Gleichstromnetz sind von dem Polaritätswechsel alle Stationen betroffen, so dass sich die Leistungsflussrichtung an allen Stationen umkehren würde. Um dies zu verhindern, sind an den betroffenen Stationen mechanische Umschaltungen notwendig, die die Spannungspolarität an der Station erhalten [64].

In einem selbstgeführten HGÜ-System wird die Leistungsflussrichtung von der Stromrichtung bestimmt. In einem Gleichstromnetz mit selbstgeführten Stromrichtern kann somit an einer Station die Leistungsflussrichtung geändert werden, ohne dass sich die Richtung der Leistungsflüsse der anderen Stationen umkehrt. Aus diesem Grund lassen sich ausgedehnte Gleichstromnetze mit vielen Stationen sehr gut mit selbstgeführten Stromrichtern realisieren [56]. Die erste Pilotanlage wurde als ein 3-Stationen-System bereits 2013 in China in Betrieb genommen (Nan'ao multi-terminal). Ein zweites System mit fünf Stationen folgte ein Jahr darauf (Zhoushan multi-terminal) [23]. In Europa wurden bislang noch keine Gleichstromnetze mit selbstgeführten Stromrichtern gebaut. Ein in Schweden als Punkt-zu-Punkt-Verbindung geplantes HGÜ-System wird eventuell zu einem 3-Stationen-System erweitert (South West Link) [54].

In den letzten Jahren wurden verschiedene Initiativen gegründet, mit dem Ziel, den Weg für ausgedehnte Gleichstromnetze zu ebnen. Die Initiative *Friends of the Supergrid* beispielsweise verfolgt die Idee eines europaweiten Gleichstromnetzes, das die Energie aus regenerativen Erzeugern zu den Lastzentren bringt. Zusätzlich wird durch das Gleichstromnetz ein Anreiz für den Energiemarkt gesetzt, da es einen Stromhandel über ganz Europa ermöglicht [44]. Die Ini-

tativen *OffshoreGrid* und *Medgrid* sehen in ihren Konzepten ebenfalls ein Gleichstromnetz vor, welches vor allem die Erzeuger und Lastzentren Nord- bzw. Südeuropas miteinander vernetzt [11], [79].

In einem Gremium der CENELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization) werden Richtlinien für Gleichstromnetze erarbeitet, die den Bau von Gleichstromnetzen beschleunigen sollen [30]. Auch bei der ENTSO-E, dem europäischen Verbund der Übertragungsnetzbetreiber, ist die HGÜ immer mehr in den Fokus gerückt. In einer ersten Richtlinie ist festgelegt, wie HGÜ-Stromrichter sich im Drehstromnetzverbund zu verhalten haben [45].

2.5.2 Schutzsystem

Ein Kurzschluss in einem Gleichstromnetz ist mit hohen Kurzschlussströmen verbunden, die aufgrund der fehlenden Nulldurchgänge schwieriger zu unterbrechen sind. Die Höhe und die Charakteristika der Kurzschlussströme hängen von verschiedenen Einflussfaktoren ab, auf die in Kapitel 4 genauer eingegangen wird.

An das Schutzsystem in Gleichstromnetzen werden, wie auch in Drehstromnetzen, gewisse Anforderungen gestellt. Zu diesen gehören unter anderen [36]:

- Sensitivität, Selektivität, Schnelligkeit, und Zuverlässigkeit.

Für das Schutzsystem müssen sowohl maximale als auch minimale Kurzschlussströme zugrunde gelegt werden (Sensitivität). Durch die Festlegung sogenannter Schutzzonen wird nur der Teil des Netzes abgeschaltet, der auch vom Kurzschluss betroffen ist (Selektivität). Der Kurzschluss muss sehr schnell geklärt werden, so dass eine Beschädigung der Betriebsmittel verhindert wird und der Normalbetrieb wieder aufgenommen werden kann (Schnelligkeit). Das Schutzsystem ist redundant aufzubauen, so dass im Fall eines Schalterversagens der Kurzschlussstrom dennoch unterbrochen werden kann (Zuverlässigkeit).

Hinsichtlich des Fehlerverhaltens können Stromrichter in unregelmäßige und geregelte Stromrichter eingeteilt werden. Bei unregelmäßigen Stromrichtern (Zweipunktstromrichter, Mehrpunktstromrichter mit Halbbrückenmodulen) werden die IGBTs bei einem Kurzschluss blockiert. Durch die zu den IGBTs antiparallelen Dioden wird der Kurzschluss dennoch aus dem Drehstromnetz gespeist. Eine Unterbrechung des Kurzschlussstroms erfolgt durch die Öffnung der drehstromseitigen Leistungsschalter. Durch Trennschalter auf der Gleichstromseite wird die Fehlerstelle freigeschaltet und der Betrieb im fehlerfreien Netz anschließend fortgesetzt. Da dieser Vorgang insgesamt mehrere hundert Millisekunden in Anspruch nehmen kann, ist das Drehstromnetz für diese Zeitspanne höheren Belastungen ausgesetzt, da der Leistungstransport im Gleichstromnetz unterbrochen ist. Der kurzfristige Ausfall kleinerer Gleichstromnetze sollte für das Drehstromnetz zu verkraften sein. Der Ausfall größerer Gleichstromnetze kann jedoch zu starken Überbelastungen und zu Stabilitätsproblemen im Drehstromnetz führen. Aus diesem

Grund muss das Schutzsystem nach dem Fehlereintritt sehr schnell reagieren, so dass der Leistungstransport im Gleichstromnetz umgehend fortgesetzt werden kann [36].

Aufgrund der hohen Fehlerklärungsdauer eignen sich Drehstromleistungsschalter nicht für den primären Schutz des Gleichstromnetzes. Mit Gleichstromleistungsschaltern, die sich direkt an den Leitungsabgängen auf der Gleichstromseite befinden, ist theoretisch eine schnelle Fehlerklärung möglich. Diese Schalter müssen jedoch höheren Anforderungen genügen: Grundvoraussetzung ist die Herbeiführung eines Nulldurchgangs, damit der Kurzschlussstrom unterbrochen werden kann. Die in Induktivitäten gespeicherte Energie muss vom Leistungsschalter aufgenommen werden und nach der Unterbrechung des Kurzschlussstroms hat der Leistungsschalter der wiederkehrenden Spannung standzuhalten [45].

In der Vergangenheit wurden verschiedene Konzepte entwickelt, die die oben angesprochenen Voraussetzungen erfüllen. Die wichtigsten Merkmale der verschiedenen Konzepte sind in Tabelle 2.2 zusammengefasst.

Tabelle 2.2 – Kenngrößen verschiedener Gleichstromleistungsschalter (DC-LS) [21], [45], [51]

	Mechanischer DC-LS	Elektronischer DC-LS	Hybrider DC-LS
Unterbrechungszeit	> 30 ms	< 1 ms	< 5 ms
Unterbrechungsstrom	8 kA (250 kV), 4 kA (500 kV)	< 5 kA (800 kV)	9 kA (320 kV)
Verluste (bezogen auf P_{DC})	sehr gering (≈ 0 %)	hoch (0,1-0,4 %)	gering (< 0,01 %)

Ein rein mechanischer Gleichstromleistungsschalter hat eine vergleichsweise hohe Unterbrechungsdauer und ist damit für größere Gleichstromnetze ungeeignet. Ein Gleichstromleistungsschalter, der ausschließlich aus Halbleiterkomponenten besteht, ist in der Lage den Kurzschlussstrom in weniger als einer Millisekunde zu unterbrechen [45]. Jedoch weist dieser hohe Leitungsverluste auf, wodurch die Betriebskosten steigen. Ein von der Firma ABB entwickeltes Hybridkonzept verwendet sowohl mechanische als auch leistungselektronische Komponenten. Die Unterbrechungsdauer bei dieser Variante beträgt wenige Millisekunden und die Betriebsverluste sind vergleichsweise gering. Um die Amplitude des Ausschaltstroms zu begrenzen, werden Spulen in Reihe geschaltet, die den Stromanstieg des Kurzschlussstroms reduzieren [51].

In Gleichstromnetzen mit geregelten Stromrichtern (netzgeführter Stromrichter, Mehrpunktstromrichter mit Vollbrückenmodulen) sind Gleichstromleistungsschalter grundsätzlich nicht notwendig, da die Stromrichter bei einem gleichstromseitigen Kurzschluss den aus dem Drehstromnetz gespeisten Strom auf null reduzieren. Die Fehlerstelle kann darauffolgend durch Trennschalter separiert und der Betrieb des fehlerfreien Netzes fortgesetzt werden. Während des Kurzschlusses befinden sich alle Stromrichter im Fehlerbetrieb, so dass der Leistungstransport dadurch kurzzeitig unterbrochen ist [36], [68], [94].

In ausgedehnten Gleichstromnetzen ist der Einsatz von Gleichstromleistungsschaltern generell – unabhängig von der Stromrichtertechnologie – sinnvoll, da der vom Fehler betroffene

Netzabschnitt schnell abgeschaltet werden kann, ohne den Leistungstransport aller Stromrichter zu unterbrechen.

2.6 Zusammenfassung

Allgemein können netzgeführte und selbstgeführte HGÜ-Systeme unterschieden werden, deren Betriebsweise von der verwendeten Stromrichtertechnologie bestimmt wird.

Die netzgeführte HGÜ wird schon seit vielen Jahrzehnten hauptsächlich zur Übertragung hoher Leistungen über weite Strecken eingesetzt. Aufgrund einiger Weiterentwicklungen vor allem im Bereich der Leistungselektronik sind heute Spannungen von ± 800 kV bei Leistungen von über 7 GW realisierbar. Die Verluste betragen in etwa nur 0,7 % pro Station bezogen auf die Bemessungsleistung des Stromrichters. Nachteilig sind der hohe Oberschwingungsgehalt und der daraus resultierende Aufwand für Filter. Da für den Betrieb der Stromrichter induktive Blindleistung erforderlich ist, müssen zusätzliche Kondensatorbänke installiert werden, um das Netz zu entlasten. Außerdem setzt der zuverlässige Betrieb der netzgeführten HGÜ ein starkes Netz voraus.

Bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite wird der aus dem Netz gespeiste Kurzschlussstrom durch die Regelung des netzgeführten Stromrichters auf null reduziert. Hinsichtlich des Stromrichterbeitrags ist somit in netzgeführten HGÜ-Systemen von geringen Kurzschlussströmen auszugehen.

Netzgeführte HGÜ-Systeme sind fast ausschließlich als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen vorzufinden. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass netzgeführte Stromrichter nur mit größerem Aufwand in Gleichstromnetzen – Systeme mit mehr als zwei Stromrichterstationen – betrieben werden können. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Richtung des Leistungsflusses häufiger gewechselt werden soll. Aus diesem Grund wurden nur wenige netzgeführte Gleichstromnetze mit maximal drei Stationen realisiert. Netzgeführte Stromrichter sind dennoch für Gleichstromnetze interessant, wenn sehr hohe Leistungen im oberen Gigawatt-Bereich übertragen werden sollen, was sich am Beispiel des North-East Agra-Projekts verdeutlicht.

Die selbstgeführte HGÜ wird seit fast zwanzig Jahren überwiegend im Offshore-Bereich eingesetzt. Heute sind Spannungen von bis zu ± 525 kV bei Leistungen von 2 GW unter der Verwendung von VPE-isolierten Kabeln realisierbar. Mit Freileitungen sind auch höhere Spannungen und Leistungen möglich. Die Verluste pro Station betragen mittlerweile 1 %, was insbesondere durch die Einführung des Mehrpunktstromrichters erreicht wurde. Zu den Vorteilen der selbstgeführten HGÜ zählen unter anderem die Bereitstellung von Blindleistung, die Schwarzstartfähigkeit und der geringe bzw. vernachlässigbare Filterbedarf. Außerdem können die Stationen verhältnismäßig kompakt gebaut werden, weswegen sie sich sehr gut für Offshore-Anwendungen eignen.

Bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite werden die IGBTs der selbstgeführten Stromrichter blockiert. Durch die antiparallelen Dioden wird der Kurzschluss bei Zweipunktstromrichtern und Mehrpunktstromrichtern mit Halbbrückenmodulen immer noch aus dem Drehstromnetz gespeist. Eine Unterbrechung des Kurzschlussstroms erfolgt durch die Abschaltung drehstrom- oder gleichstromseitiger Leistungsschalter. Mehrpunktstromrichter mit Vollbrückenmodulen sind in der Lage durch die Blockierung der Module oder durch aktive Regelung den aus dem Drehstromnetz gespeisten Kurzschlussstrom auf null zu reduzieren. Eine Unterbrechung durch Leistungsschalter ist bei einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung nicht notwendig.

Neben Stromrichtern tragen zusätzlich Filter, Kondensatoren und Leitungen zum Kurzschlussstrom bei, was bei der Auslegung des Schutzsystems zu berücksichtigen ist.

Aufgrund der Betriebsweise sind selbstgeführte Stromrichter sehr gut für Gleichstromnetze geeignet. Dabei sind auch Netze großer Ausdehnung mit vielen Stromrichterstationen denkbar – bisher wurden zwei Gleichstromnetze mit selbstgeführten Stromrichtern in China realisiert. Aufgrund vieler Gleichstromnetz-Initiativen und der Veränderung in der Versorgungsstruktur ist davon auszugehen, dass Gleichstromnetze zukünftig eine größere Rolle spielen werden. Ein großer Schritt in diese Richtung wurde durch die Entwicklung des hybriden Gleichstromleistungsschalters gemacht.

3 Leitungen

3.1 Einleitung

In der elektrischen Energieversorgung sind Leitungen notwendig, um Energie vom Erzeuger zum Verbraucher zu übertragen, der Energietransport erfolgt hierbei meist über viele hundert Kilometer. Allgemein kann zwischen der Übertragung mit Kabeln und der Übertragung mit Freileitungen unterschieden werden.

Das elektrische Verhalten der Leitung wird durch den Strom, der durch die Leitung fließt, und die Spannung zwischen dem Leiter und Erde bzw. Leiter und Leiter beschrieben. Der Strom ruft ein Magnetfeld hervor, das sich ringförmig um den Leiter schließt und radial abnimmt. Der Potentialunterschied zwischen den Leitern und Erde bewirkt ein elektrisches Feld.

Zur Nachbildung des elektrischen Verhaltens der Leitung werden insbesondere für stationäre Untersuchungen konzentrierte Parameter verwendet. Die Wärmeverluste in den Leitungen werden durch ohmsche Widerstände R , die Ableitverluste durch Wirkleitwerte G , das elektrische Feld durch Kapazitäten C und das magnetische Feld durch Induktivitäten L berücksichtigt.

Die Parameter R und L sind im Allgemeinen frequenzabhängige Größen. Der Widerstand nimmt mit zunehmender Frequenz zu, die Induktivität (innere Induktivität) nimmt ab, was mit dem Skineneffekt zusammenhängt. Die Parameter C und G sind im Hochfrequenzbereich ebenfalls frequenzabhängig. Dieser Bereich spielt aber für diese Arbeit keine Rolle.

Einen starken Einfluss auf das Frequenzverhalten der Leitung hat zudem das Erdreich. Die elektrischen Parameter der Erde sind ebenfalls stark frequenzabhängig, weswegen sie in die Betrachtung einfließen müssen [14], [53], [105]. Stationär hat die Frequenzabhängigkeit der Parameter auf der Gleichstromseite im HGÜ-System keine Bedeutung, da die Frequenz null Hertz beträgt. Das Frequenzverhalten der Leitung kommt erst bei einem transienten Vorgang zum Tragen, wie bspw. der hier im Fokus stehende Kurzschluss.

Zustandsänderungen im elektrischen Netz, wie beispielsweise Schalthandlungen, Blitzeinschläge oder Fehlerfälle rufen Ausgleichsvorgänge entlang der Leitung hervor. Diese Vorgänge können durch Wanderwellen beschrieben werden. Es werden Strom- und Spannungswellen unterschieden, wobei diese durch den Wellenwiderstand der Leitung verknüpft sind. Die Ausgleichsvorgänge werden durch die charakteristischen Parameter der Leitung (Wellenwiderstand Z_w , Ausbreitungskonstante γ , Wellengeschwindigkeit v , Laufzeit τ) bestimmt. Diese Größen werden aus den längenbezogenen Leitungsparametern berechnet.

Im Folgenden wird die Berechnung frequenzabhängiger Leitungsparameter beschrieben. Dabei werden sowohl Kabel als auch Freileitungen berücksichtigt. Darauf folgend wird gezeigt,

wie diese Parameter zur Beschreibung von Ausgleichsvorgängen genutzt werden können. Als Leiterkonfiguration werden Gleichspannungs-Leitungssysteme mit monopolarer und bipolarer Aufbau betrachtet. Auf das Verhalten der Leitungen bei Kurzschluss wird in Kapitel 5 eingegangen.

3.2 Freileitung

3.2.1 Allgemein

Freileitungen werden bei HGÜ-Systemen vorzugsweise eingesetzt, wenn längere Übertragungsstrecken vorliegen. In der Vergangenheit wurden viele thyristorbasierte HGÜ-Projekte mit Freileitungen realisiert, die im asiatischen bzw. südamerikanischen Raum mehrere Gigawatt Leistung über mehr als 1000 km übertragen [59], [80], [86]. Die bisher einzig realisierte selbstgeführte HGÜ mit Freileitungen ist das System *Caprivi Link*, welches die Länder Namibia und Sambia über eine 950 km lange Leitung verbindet [66].

Der generelle Aufbau eines bipolaren HGÜ-Freileitungsmasts ist beispielhaft in Abbildung 3.1 dargestellt. Die Leiterseile (1) sind normalerweise als Bündelleiter ausgeführt. Die Anzahl der Teilleiter hängt von der Gleichspannung des HGÜ-Systems ab und als Leitermaterial kommt Aluminium oder eine Aluminiumlegierung in Frage.

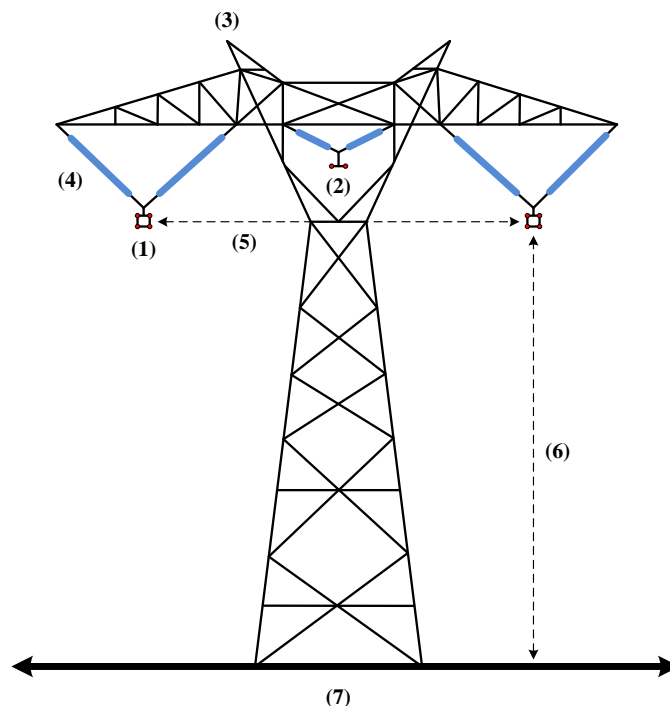


Abbildung 3.1 – HGÜ-Freileitungsmast: Bündelleiter (1), Neutralleiter (2), Erdseil (3), Isolator (4), Leiterseilabstand (5), Leiterseilhöhe (6), Schutzstreifen (7)

Der Kern des Leiters besteht meist aus einem Stahlseil, welches der mechanischen Verstärkung dient. Der Neutralleiter bzw. der metallische Rückleiter (2) wird an der Mitte der Traverse durchgeführt. Da dieser im Normalbetrieb keinen Strom führt, sind weniger Teilleiter notwendig. Die Erdseile (3) werden an der Mastspitze mitgeführt und je nach Traversenbreite sind ein oder zwei Erdseile vorhanden. Die Leiterseile werden von Isolator Ketten (4) gehalten, deren Länge von der Gleichspannung abhängt. Das Gleiche gilt für den Leiterseilabstand (5) und die Leiterseilhöhe (6).

Für die Berechnung der elektrischen Parameter ist eine mittlere Leiterseilhöhe zu verwenden, die den Durchhang des Leiterseils berücksichtigt. Der Durchhang hängt unter anderem von der Spannweite zwischen den Masten, des Leitertyps und der Belastung ab [57]. In Abhängigkeit der Traversenbreite ist ein entsprechender Schutzstreifen (7) vorzusehen. Neben dem hier dargestellten Mastbild sind auch monopolare Anordnungen möglich. Die entsprechenden Abmessungen sind projektabhängig, typische Werte sind [34] zu entnehmen.

3.2.2 Berechnung von Leitungsparametern

Die elektrischen Leitungsparameter hängen von den geometrischen Abmessungen der Leitungsanordnung, den Materialeigenschaften der Leiterseile und den Charakteristika des Erdreichs ab.

Abbildung 3.2 zeigt die generelle Anordnung zweier Leiterseile i und k mit den entsprechenden Abständen, aus denen die Selbstimpedanzen, Gegenimpedanzen und Admittanzen – wie im Folgenden beschrieben – berechnet werden können. Die Leitungsparameter werden als bezogene Größen (Leitungsbeläge) angegeben.

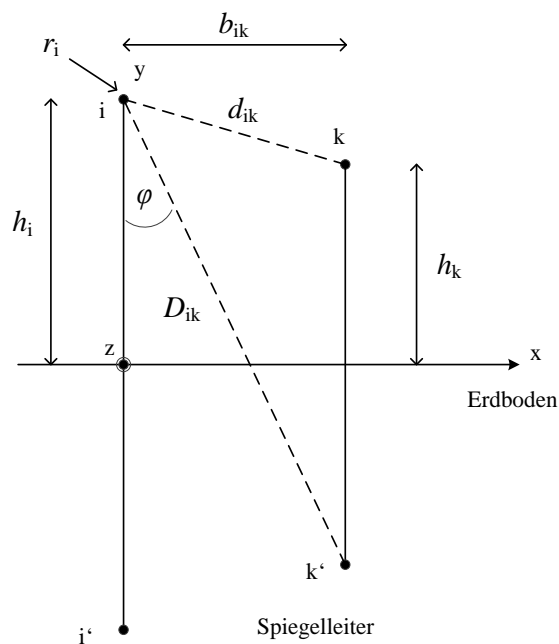


Abbildung 3.2 – Leitungsanordnung mit den Leitern i und k bzw. den Spiegelleitern i' und k' für die Berechnung der Impedanzen und Admittanzen [53]

Impedanzbelag

Der ohmsche Widerstand und die Induktivität der Leitung hängen, wie bereits angesprochen, von der Frequenz des Stroms bzw. der Frequenz der Spannung ab. Nach [40] und [53] setzt sich der komplexe Impedanzbelag $\underline{Z}'_{s(g)}$ aus drei bzw. zwei Anteilen zusammen:

$$\underline{Z}'_s = \underline{Z}'_{os} + \underline{Z}'_{is} + \Delta \underline{Z}'_s, \quad \underline{Z}'_g = \underline{Z}'_{og} + \Delta \underline{Z}'_g \quad (3.1)$$

Mit:

$\underline{Z}'_{os(g)}$ Selbst- bzw. Gegenimpedanzbelag (magnetisches Feld in der Luft bei ideal leitfähigem Leiter und bei ideal leitfähigem Erdboden)

\underline{Z}'_{is} innerer Selbstimpedanzbelag (magnetisches Feld innerhalb des Leiters)

$\Delta \underline{Z}'_{s(g)}$ Selbst- bzw. Gegenimpedanzbelag (magnetisches Feld im endlich leitfähigen Erdboden)

Der innere Impedanzbelag \underline{Z}'_i wird nur für den Selbstimpedanzbelag des Leiters berücksichtigt. $\Delta \underline{Z}'$ ist durch die Stromverdrängung und den Naheffekt innerhalb des Erdbodens bedingt [53].

Der Selbstimpedanzbelag des ideal leitfähigen Leiters i aus dem magnetischen Feld in der Luft über einem ideal leitfähigen Erdboden berechnet sich zu:

$$\underline{Z}'_{os} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right) \quad (3.2)$$

Mit:

r_i Radius des Leiters i

h_i mittlere Leiterseilhöhe

μ_0 Permeabilität des Vakuums

Dieser Impedanzbelag hat lediglich einen induktiven Anteil, welcher frequenzunabhängig ist.

Der innere Selbstimpedanzbelag des Leiters berechnet sich zu:

$$\underline{Z}'_{is} = -R_0 \frac{(-1+j) \cdot \mathcal{G} J_0(\sqrt{-j}\mathcal{G})}{2\sqrt{2} J_1(\sqrt{-j}\mathcal{G})} \quad (3.3)$$

Mit:

R_0 Gleichstromwiderstand des Leiterseils

J_0 Besselfunktion erster Art und nullter Ordnung

J_1 Besselfunktion erster Art und erster Ordnung

Der Faktor \mathcal{G} wird folgendermaßen bestimmt:

$$\mathcal{G} = r_i \sqrt{\omega \mu_0 \sigma_i} \quad (3.4)$$

Mit:

σ_i Leitfähigkeit des Leiters i

Der Selbstimpedanzbelag durch den Erdeinfluss berechnet sich zu:

$$\Delta \underline{Z}'_s = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{h_i + \underline{p}}{h_i} \right) \quad (3.5)$$

Der komplexe Faktor \underline{p} hängt von der Eindringtiefe δ ab:

$$\delta = \sqrt{\frac{2}{\omega \mu_0 \sigma_e}} \quad (3.6)$$

$$\underline{p} = (1 - j) \cdot \frac{\delta}{2} \quad (3.7)$$

Mit:

σ_e Leitfähigkeit der Erde

Real- und Imaginärteil von $\Delta \underline{Z}'_s$ können separat angegeben werden:

$$\Delta R'_s = \omega \frac{\mu_0}{2\pi} \arctan \left(\frac{1}{1 + \frac{2h_i}{\delta}} \right) \quad (3.8)$$

$$\Delta X'_s = \omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\sqrt{\left(1 + \frac{\delta}{2h_i}\right)^2 + \left(\frac{\delta}{2h_i}\right)^2} \right) \quad (3.9)$$

Für den Gegenimpedanzbelag des ideal leitfähigen Leiters i aus dem magnetischen Feld in der Luft über einem ideal leitfähigen Erdboden gilt:

$$\underline{Z}'_{og} = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{D_{ik}}{d_{ik}} \right) \quad (3.10)$$

Unter Berücksichtigung des Erdeinflusses berechnet sich der Gegenimpedanzbelag zu:

$$\Delta \underline{Z}'_g = j\omega \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{\sqrt{(h_i + h_k + 2\underline{p})^2 + b_{ik}^2}}{D_{ik}} \right) \quad (3.11)$$

Die entsprechenden Abstände sind Abbildung 3.2 zu entnehmen.

Handelt es sich bei dem betrachteten System um eine monopolare Anordnung, so wird der Impedanzbelag der Anordnung ausschließlich mit Gleichung (3.1) berechnet.

Wird bei der monopolen Anordnung ein Erdseil berücksichtigt, so kann der Selbstimpedanzbelag des Leiters $\underline{Z}_{s,i}'$ aus Gleichung (3.1) korrigiert werden [60].

$$\underline{Z}_{s,i,\text{kor}}' = \underline{Z}_{s,i}' - \frac{(\underline{Z}_{g,i-e}')^2}{\underline{Z}_{s,e}'} \quad (3.12)$$

Mit:

$\underline{Z}_{s,e}'$ Selbstimpedanzbelag des Erdseils

$\underline{Z}_{g,i-e}'$ Gegenimpedanzbelag zwischen Leiter- und Erdseil

Die Korrektur des Selbstimpedanzbelags erfolgt unter der Annahme, dass der Spannungsfall entlang des Erdseils annähernd null ist.

Bei einer bipolaren Leiteranordnung treten zusätzlich Gegenimpedanzen zwischen den beiden Leiterseilen auf, so dass aus diesem Grund eine 2x2-Matrix zu berücksichtigen ist.

$$\underline{Z}' = \begin{bmatrix} \underline{Z}_s' & \underline{Z}_g' \\ \underline{Z}_g' & \underline{Z}_s' \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Der Selbstimpedanzbelag \underline{Z}_s' und der Gegenimpedanzbelag \underline{Z}_g' werden nach Gleichung (3.1) berechnet. Hierbei sind jeweils die entsprechenden Teilimpedanzbeläge zu verwenden.

Um eine Entkopplung zwischen den beiden Systemen zu erreichen, wird eine Modaltransformation mit der Matrix T durchgeführt [47]:

$$T = \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Hierbei steht das Vorzeichen für die Stromflussrichtung im Leiter. Bei Rückfluss über Erde fließt der Strom jeweils in positiver Richtung über die beiden Leiter $\{1,1\}$, bei Rückfluss über den anderen Leiter kehrt sich das Vorzeichen um $\{-1,1\}$. Der erste Fall hat in dieser Betrachtung keine Bedeutung, da bei einem einpoligen Kurzschluss nur in einem Leiter ein Kurzschlussstrom fließt. Bei einem zweipoligen Kurzschluss fließt der Kurzschlussstrom ausschließlich über die Leitungen mit jeweils umgekehrten Vorzeichen.

Für die entkoppelte Impedanzmatrix gilt:

$$\underline{Z}_*' = T \cdot \underline{Z}' \cdot T^{-1} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_s' - \underline{Z}_g' & 0 \\ 0 & \underline{Z}_s' + \underline{Z}_g' \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Das erste Diagonalelement der resultierenden Impedanzmatrix ist bei einem Kurzschluss zwischen den Leitern relevant und daher bei der Berechnung der Wellenparameter nach Kapitel 3.4 für bipolare Systeme zugrunde zu legen.

Wird zusätzlich ein Erdseil bei einer bipolaren Anordnung berücksichtigt, so können die Selbst- und Gegenimpedanzbeläge entsprechend korrigiert werden [60]:

$$\underline{Z}_{s,l,\text{kor}}' = \underline{Z}_{s,l}' - \frac{(\underline{Z}_{g,l-e}')^2}{\underline{Z}_{s,e}'} \quad (3.16)$$

$$\underline{Z}_{g,l-1,\text{kor}}' = \underline{Z}_{g,l-1}' - \frac{(\underline{Z}_{g,l-e}')^2}{\underline{Z}_{s,e}'} \quad (3.17)$$

Mit:

$\underline{Z}_{g,l-1}'$ Gegenimpedanzbelag zwischen den Leiterseilen

Admittanzbelag

Der Admittanzbelag einer Freileitung setzt sich aus dem Wirkleitwert und dem kapazitiven Blindleitwert zusammen:

$$\underline{Y}' = G' + j\omega C' \quad (3.18)$$

Die Ableitverluste liegen im Bereich 10^{-12} S/m und können aus diesem Grund meist vernachlässigt werden [57]. Die Leiter-Erde-Kapazität pro Länge berechnet sich aus den Abmessungen nach Abbildung 3.2:

$$C_{LE}' = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right)} \quad (3.19)$$

Mit:

h_i mittlere Leiterseilhöhe

r_i Radius des Leiters i

ϵ_0 Permittivität des Vakuums ($\epsilon_0 = 8,8542 \cdot 10^{-12}$ As/Vm)

In der mittleren Leiterseilhöhe h_i ist der Durchhang s_h des Leiterseils berücksichtigt. Der Durchhang kann folgendermaßen berechnet werden [57]:

$$s_h = \frac{H}{w} \cdot \left[\cosh\left(\frac{wS}{2H}\right) - 1 \right] \cong \frac{wS^2}{8H} \quad (3.20)$$

Mit:

S Spannweite

H horizontale Kraft

w Gewichtskraft

Das Verhältnis H/w liegt für die meisten Anordnungen zwischen 500 m und 2000 m. Für H kann unter normalen Bedingungen ein Wert von 0,2-28.000 kN angesetzt werden. Die Gewichtskraft w hängt vom Leiterseiltyp ab [57].

Für die Leiter-Leiter-Kapazität gilt:

$$C'_{LL} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D_{ik}}{d_{ik}}\right)} \quad (3.21)$$

Mit:

d_{ik} Abstand zwischen Leiter i und Leiter k

D_{ik} Abstand zwischen Leiter i und Spiegelleiter k'

Enthält die monopolare Leiterkonfiguration zusätzlich ein Erdseil mit der Höhe h_e und dem Radius r_e , so kann die resultierende Kapazität über die Potentialkoeffizienten hergeleitet werden. Für die entsprechende Matrix gilt:

$$P' = \begin{bmatrix} \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right) & \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{\sqrt{d_{ei}^2 + 4 \cdot h_i \cdot h_e}}{d_{ei}}\right) \\ \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{\sqrt{d_{ei}^2 + 4 \cdot h_i \cdot h_e}}{d_{ei}}\right) & \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{2h_e}{r_e}\right) \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

Mit:

r_e Radius des Erdseils

h_e mittlere Höhe des Erdseils

d_{ei} Abstand zwischen Erdseil und Leiter i

Die Kapazitätsmatrix resultiert aus der Inversen von P' :

$$C' = (P')^{-1} \quad (3.23)$$

Die Kapazität C'_{11} der Kapazitätsmatrix C' gibt die korrigierte Kapazität des Leiterseils an, welche den Einfluss des Erdseils enthält [78]:

$$C'_{11} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right) - \frac{\left[\ln\left(\frac{\sqrt{d_{ei}^2 + 4 \cdot h_i \cdot h_e}}{d_{ei}}\right)\right]^2}{\ln\left(\frac{2h_e}{r_e}\right)}} \quad (3.24)$$

Die Kapazitätsmatrix für eine bipolare Anordnung wird entsprechend Gleichung (3.22) bestimmt. Für diesen Fall sind die Diagonalelemente – bei Leiterseilen mit gleichen Eigenschaften – identisch. Wird zudem ein Erdseil berücksichtigt, so wird die Potentialkoeffizientenmatrix zu einer 3x3-Matrix erweitert.

3.3 Kabel

3.3.1 Allgemein

Da die Leistungsübertragung in HGÜ-Systemen keine Blindleistung erfordert, ist der Einsatz von Gleichstromkabeln insbesondere bei langen Übertragungsstrecken von Vorteil, bei denen die visuelle Beeinträchtigung eine große Rolle spielt. Für die Anbindung von Offshore-Windparks und Ölplattformen, die weit vom Festland entfernt sind, stellen Gleichstromkabel die einzig technisch realisierbare Lösung dar.

Die erste kommerziell betriebene HGÜ zwischen Västerik (Schweden) und Ygne (Gotland) verwendete ein 98 km langes Seekabel bei einer Spannung von 100 kV und einer Leistung von 20 MW [5]. Bei dem Kabeltyp handelte es sich um ein masseimprägniertes Kabel (MI-Kabel), das heute bei Spannungen bis zu 600 kV und Leistungen von über 2 GW eingesetzt wird [10].

Seit der Entwicklung selbstgeführter Stromrichter für HGÜ-Systeme werden zudem VPE-isolierte Kabel (vernetztes Polyethylen) verwendet, da die Leistungsrichtung nicht von der Spannungspolarität sondern von der Stromrichtung abhängt. VSC-HGÜ-Systeme mit VPE-Kabeln sind bereits bei Spannungen von 320 kV in Betrieb. Durch den Einsatz von Isolationsmaterialien mit verbesserten thermischen und elektrischen Eigenschaften sind nun auch Spannungen bis zu 525 kV möglich [49].

Abbildung 3.3 zeigt den Querschnitt eines 525-kV-VPE- (a) und eines 500-kV-MI-Kabels (b). Das VPE-Kabel hat in diesem Beispiel einen Kupferleiter, welcher normalerweise nur bei Seekabeln zum Einsatz kommt. Für Landkabel werden Aluminiumleiter verwendet, da in diesem Fall das geringere Gewicht des Kabels ausschlaggebend ist. Kupferleiter weisen bei gleicher Stromtragfähigkeit geringere Querschnitte und Verluste auf. Querschnitte von bis 3000 mm² sind für beide Leitermaterialien verfügbar.

Der Leiter ist von einem halbleitenden Material umwickelt, welches zum einen das radiale, elektrische Feld beeinflusst und zum anderen einen lückenlosen Übergang zur Isolation ermöglicht. Die Isolationsdicke hängt von der zu isolierenden Bemessungsspannung des HGÜ-Systems ab. Als Isolationsmaterial wird wie bereits angesprochen Polyethylen verwendet.

Um die Isolation kommt – wie auch beim Leiter – eine halbleitende Schicht, die die oben beschriebene Funktion hat. Der darauffolgende metallische Mantel beeinflusst ebenfalls das elektrische Feld in der Isolation. Da dieser grundsätzlich beidseitig oder in regelmäßigen Abständen geerdet ist, wirkt er wie ein elektrischer Schirm. Der Mantel besteht aus Aluminium, Kupfer oder Blei. Bei Landkabeln wird der Mantel noch durch eine äußere Isolation aus Polyethylen geschützt. Bei Seekabeln ist zusätzlich eine Stahlbewehrung vorgesehen, die das Kabel mechanisch stabilisiert [72], [106].

Das masseimprägnierte Kabel weist einen ähnlichen Aufbau wie das VPE-isolierte Kabel auf. Der wesentliche Unterschied ist die ölgetränkte Papierisolation, die in Schichten um den

Leiter gewickelt ist. Aufgrund des geringeren Gewichts, der einfacheren Verlegung und aus Umweltgründen werden VPE-isolierte Kabel den MI-Kabeln häufig vorgezogen.

Neben den genannten Kabeltypen können auch ölgefüllte Kabel (OF) und Kabel mit Polypropylen-Isolation (PPL) eingesetzt werden [72].



Abbildung 3.3 – HGÜ-Kabeltypen:
a) Querschnitt eines 525-kV-VPE-Kabels [8]
b) Querschnitt eines 500-kV-MI-Kabels [9]

3.3.2 Berechnung von Leitungsparametern

Der grundlegende Aufbau eines Erdkabels mit Mantel ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Der Leiter, der Mantel und die Erde werden elektrisch durch die spezifischen Widerstände ρ_L , ρ_M und ρ_E charakterisiert.

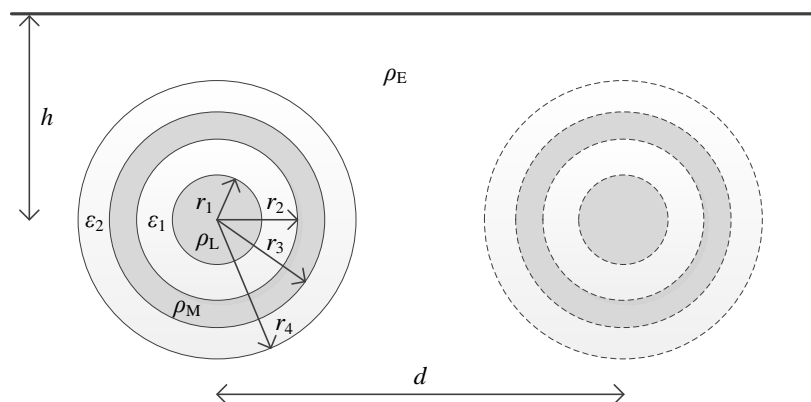


Abbildung 3.4 – Kabelquerschnitt eines Kabels mit Leiter und Mantel verlegt in Erde

Für die innere und äußere Isolation gelten die Permittivitäten ε_1 und ε_2 . Das Kabel liegt in einer Tiefe h unter der Erdoberfläche. Der Parameter h gibt den Abstand zwischen Kabelmittelpunkt und Erdoberfläche an.

Bei einem bipolaren System haben beide Kabel die gleichen geometrischen und materialspezifischen Eigenschaften. Der Abstand zwischen den Kabelmittelpunkten wird durch den Parameter d beschrieben.

Im Folgenden wird die Berechnung der elektrischen Parameter für das unten dargestellte Kabelmodell vorgestellt.

Impedanzbelag

Die Selbstimpedanz eines Kabels mit Leiter und Mantel wird durch folgende Gleichung berechnet [92].

$$\underline{Z}'_{\text{Kabel}} = \begin{bmatrix} \underline{Z}'_{sL} & \underline{Z}'_{gML} \\ \underline{Z}'_{gL M} & \underline{Z}'_{sM} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Mit:

\underline{Z}'_{sL} Selbstimpedanzbelag des Leiters

\underline{Z}'_{sM} Selbstimpedanzbelag des Mantels

$\underline{Z}'_{gL M}$ Gegenimpedanzbelag zwischen Leiter und Mantel ($= \underline{Z}'_{gML}$)

Die Gegenimpedanzbeläge $\underline{Z}'_{gL M}$ und \underline{Z}'_{gML} sind in der Regel gleich groß.

Die oben genannten Impedanzbeläge setzen sich wiederum aus Teilimpedanzen zusammen. Die entsprechende Herleitung beruht auf Kreisströmen zwischen den einzelnen leitenden Schichten, die einen Spannungsfall bewirken [105].

$$\underline{Z}'_{sL} = \underline{Z}'_L + \underline{Z}'_{I1} + \underline{Z}'_{iM} + \underline{Z}'_{aM} + \underline{Z}'_{I2} + \underline{Z}'_E - 2\underline{Z}'_{gM} \quad (3.26)$$

$$\underline{Z}'_{sM} = \underline{Z}'_{aM} + \underline{Z}'_{I2} + \underline{Z}'_E \quad (3.27)$$

$$\underline{Z}'_{gL M} = \underline{Z}'_{gML} = \underline{Z}'_{aM} + \underline{Z}'_{I2} + \underline{Z}'_E - \underline{Z}'_{gM} \quad (3.28)$$

Die Teilimpedanzbeläge werden folgendermaßen berechnet [14], [105]:

Impedanzbelag des Leiters:

$$\underline{Z}'_L = \frac{\rho_L \underline{m}_L}{2\pi \cdot r_1} \frac{J_0(\underline{m}_L r_1)}{J_1(\underline{m}_L r_1)} \quad (3.29)$$

Mit:

J_0 Besselfunktionen erster Art und nullter Ordnung

J_1 Besselfunktionen erster Art und erster Ordnung

\underline{m}_L komplexe Eindringtiefe des Leiters

Zur Vereinfachung können auch Näherungsgleichungen verwendet werden, die keine Besselfunktionen enthalten [105].

Impedanzbelag der inneren Isolation:

$$\underline{Z}_{11}' = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) \quad (3.30)$$

Impedanzbelag der äußeren Isolation:

$$\underline{Z}_{12}' = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{r_4}{r_3}\right) \quad (3.31)$$

Impedanzbelag des inneren Mantels:

$$\underline{Z}_{iM}' = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi \cdot r_2 \underline{m}_M} \frac{J_0(\underline{m}_M r_2) \cdot K_1(\underline{m}_M r_3) + J_1(\underline{m}_M r_3) \cdot K_0(\underline{m}_M r_2)}{J_1(\underline{m}_M r_3) \cdot K_1(\underline{m}_M r_2) - J_1(\underline{m}_M r_2) \cdot K_1(\underline{m}_M r_3)} \quad (3.32)$$

Mit:

K_0 Besselfunktionen zweiter Art und nullter Ordnung

K_1 Besselfunktionen zweiter Art und erster Ordnung

\underline{m}_M komplexe Eindringtiefe des Mantels

Impedanzbelag des äußeren Mantels:

$$\underline{Z}_{aM}' = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi \cdot r_3 \underline{m}_M} \frac{J_0(\underline{m}_M r_3) \cdot K_1(\underline{m}_M r_2) + J_1(\underline{m}_M r_2) \cdot K_0(\underline{m}_M r_3)}{J_1(\underline{m}_M r_3) \cdot K_1(\underline{m}_M r_2) - J_1(\underline{m}_M r_2) \cdot K_1(\underline{m}_M r_3)} \quad (3.33)$$

Gegenimpedanzbelag zwischen innerem und äußerem Mantel:

$$\underline{Z}_{gM}' = \frac{\rho_M}{2\pi \cdot r_2 r_3} \frac{1}{J_1(\underline{m}_M r_3) \cdot K_1(\underline{m}_M r_2) - J_1(\underline{m}_M r_2) \cdot K_1(\underline{m}_M r_3)} \quad (3.34)$$

Impedanzbelag der Erde:

$$\underline{Z}_E' = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \left(-\ln\left(1,7811 \cdot \underline{m}_E \frac{r_4}{2}\right) + 0,5 - 4\underline{m}_E \frac{h}{3} \right) \quad (3.35)$$

Mit:

\underline{m}_E komplexe Eindringtiefe der Erde

Die komplexe Eindringtiefe von Leiter, Mantel und Erde wird mit den Gleichungen (3.36)-(3.38) berechnet:

$$\underline{m}_L = \sqrt{\frac{j\omega\mu_0}{\rho_L}} \quad (3.36)$$

$$\underline{m}_M = \sqrt{\frac{j\omega\mu_0}{\rho_M}} \quad (3.37)$$

$$\underline{m}_E = \sqrt{\frac{j\omega\mu_0}{\rho_E}} \quad (3.38)$$

Gleichung (3.39) beschreibt die Relation zwischen dem auf die Länge bezogenen Spannungsfall entlang des Leiters bzw. des Mantels und dem entsprechenden Strangstrom:

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{U}_L \\ \Delta \underline{U}_M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}'_{sL} & \underline{Z}'_{gML} \\ \underline{Z}'_{gLM} & \underline{Z}'_{sM} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_L \\ \underline{I}_M \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

Wird davon ausgegangen, dass der Mantel beidseitig geerdet ist, so ist der Spannungsfall $\Delta \underline{U}_M$ annähernd null. Für diesen Fall gilt für den Mantelstrom:

$$\underline{I}_M = -\frac{\underline{Z}'_{gLM}}{\underline{Z}'_{sM}} \underline{I}_L \quad (3.40)$$

Durch Gleichung (3.40) lassen sich die Mantelgrößen eliminieren und Gleichung (3.39) vereinfacht sich zu:

$$\Delta \underline{U}_L = \left[\underline{Z}'_{sL} - \frac{\underline{Z}_{gML}^2}{\underline{Z}'_{sM}} \right] \cdot \underline{I}_L \quad (3.41)$$

Der beidseitig geerdete Mantel bewirkt somit eine Verringerung der wirksamen Leiterimpedanz.

Wird nun ein bipolares System zugrunde gelegt, so nimmt die Impedanz-Matrix folgende Form an:

$$\underline{Z}'_{\text{Kabel, bip}} = \begin{bmatrix} \underline{Z}'_{\text{Kabel1}} & \underline{Z}'_G \\ \underline{Z}'_G & \underline{Z}'_{\text{Kabel2}} \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

Hierbei stellt $\underline{Z}'_{\text{Kabel1}}$ bzw. $\underline{Z}'_{\text{Kabel2}}$ die Impedanzmatrix des jeweiligen Kabels nach Gleichung (3.25) dar. Die Gegenimpedanz-Matrix \underline{Z}'_G berücksichtigt den Einfluss der Erde:

$$\underline{Z}'_G = \begin{bmatrix} \underline{Z}'_{gE} & \underline{Z}'_{gE} \\ \underline{Z}'_{gE} & \underline{Z}'_{gE} \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Der Gegenimpedanzbelag der Erde berechnet sich folgendermaßen:

$$\underline{Z}'_{gE} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \left(-\ln \left(1,7811 \cdot \underline{m}_E \frac{d}{2} \right) + 0,5 - 2\underline{m}_E \frac{\sum h}{3} \right) \quad (3.44)$$

Mit:

$\sum h$ Summe aus den Verlegetiefen beider Kabel

Wird der Spannungsfall mit dem Strangstrom in einem bipolaren System in Beziehung gesetzt, ergibt sich folgende Gleichung:

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{U}_{L1} \\ \Delta \underline{U}_{M1} \\ \Delta \underline{U}_{L2} \\ \Delta \underline{U}_{M2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}'_{\text{Kabel1}} & \underline{Z}'_G \\ \underline{Z}'_G & \underline{Z}'_{\text{Kabel2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{M1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{M2} \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

Tritt ein Kurzschluss zwischen beiden Leitern auf, gilt für die Leiterströme $\underline{I}_{L1} = -\underline{I}_{L2}$. Sind beide Mäntel geerdet ($\Delta \underline{U}_{M1} \approx \Delta \underline{U}_{M2} \approx 0$), so kann Gleichung (3.45) in folgende Form gebracht werden:

$$\Delta \underline{U}_{L1} = \left[\underline{Z}'_{sL} - \frac{(\underline{Z}'_{gE} \underline{Z}'_{sM} - 2\underline{Z}'_{gE} \underline{Z}'_{LM} + \underline{Z}_{LM}^2)}{(\underline{Z}'_{sM} - \underline{Z}'_{gE})} \right] \cdot \underline{I}_{L1} \quad (3.46)$$

Wie in Gleichung (3.41) bewirkt die beidseitige Mantelerdung eine Reduktion der effektiven Impedanz.

Admittanzbelag

Der Admittanzbelag eines Kabels mit Mantel berechnet sich nach folgender Gleichung [14]:

$$\underline{Y}'_{\text{Kabel}} = \begin{bmatrix} \underline{Y}'_{LM} & -\underline{Y}'_{LM} \\ -\underline{Y}'_{LM} & \underline{Y}'_{LM} + \underline{Y}'_{ME} \end{bmatrix} \quad (3.47)$$

Mit:

\underline{Y}'_{LM} Admittanzbelag zwischen Leiter und Mantel

\underline{Y}'_{ME} Admittanzbelag zwischen Mantel und Erde

Die Teil-Admittanzbeläge der Matrix berechnen sich zu:

$$\underline{Y}'_{LM} = j\omega \frac{2\pi\epsilon_1}{\ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)} \quad (3.48)$$

$$\underline{Y}'_{ME} = j\omega \frac{2\pi\epsilon_2}{\ln\left(\frac{r_4}{r_3}\right)} \quad (3.49)$$

Die Parameter ϵ_1 und ϵ_2 sind die entsprechenden Permittivitäten der inneren und äußeren Isolation.

Die Matrix aus Gleichung (3.47) setzt die Ableitströme und die Spannungen zwischen Leiter und Erde bzw. Mantel und Erde in Beziehung.

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{I}_L \\ \Delta \underline{I}_M \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}'_{LM} & -\underline{Y}'_{LM} \\ -\underline{Y}'_{LM} & \underline{Y}'_{LM} + \underline{Y}'_{ME} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_L \\ \underline{U}_M \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

Bei geerdetem Mantel ($\underline{U}_M = 0$) ist einzig \underline{Y}'_{LM} der effektive Admittanzbelag.

In einem bipolaren System gilt für die Admittanz-Matrix pro Länge:

$$\underline{Y}'_{\text{Kabel,bipolar}} = \begin{bmatrix} \underline{Y}'_{\text{Kabel1}} & 0 \\ 0 & \underline{Y}'_{\text{Kabel2}} \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

Hierbei sind $\underline{Y}'_{\text{Kabel1}}$ und $\underline{Y}'_{\text{Kabel2}}$ die Admittanzbelags-Matrizen der beiden Kabel nach Gleichung (3.47). Die Nicht-Diagonalelemente sind null, da die Erde als ein elektrostatischer Schirm wirkt [105]. Wird von einem Leiter-Leiter Kurzschluss bei beidseitig geerdetem Mantel ausgegangen, ist ebenfalls der Admittanzbelag \underline{Y}'_{LM} der einzig effektive Admittanzbelag.

3.4 Wellenparameter der Leitung

Bei einem Kurzschluss auf der Leitung breiten sich Strom und Spannung von der Kurzschlussstelle in Form von Wanderwellen aus. Zur Beschreibung der Wellenausbreitung sind die Parameter Wellenwiderstand \underline{Z}_w und Ausbreitungskonstante $\underline{\gamma}$ notwendig, die aus den Leitungsgleichungen hergeleitet werden. Die Ausbreitungskonstante berücksichtigt die Dämpfungskonstante α und die Phasenkonstante β :

$$\underline{Z}_w = \sqrt{\frac{\underline{Z}'}{\underline{Y}'}} \quad (3.52)$$

$$\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{Z}' \cdot \underline{Y}'} = \alpha + j\beta \quad (3.53)$$

Für den Impedanz- und Admittanzbelag sind in Abhängigkeit des Fehlertyps die effektiven Parameter aus den Abschnitten 3.2.2 für die Freileitung und 3.3.2 für das Kabel zu verwenden.

Die charakteristischen Wellenparameter der Gleichungen (3.52) und (3.53) hängen von der Frequenz des Kurzschlussstroms ab. Die Frequenz wiederum ist abhängig von der Topologie des Leitungsnetzwerks. Wird von einem einzelnen Leitungsabschnitt ausgegangen, kann die Frequenz iterativ berechnet werden:

$$\tau = \frac{l}{v(f)} = l \cdot \sqrt{L' \cdot C'} \quad (3.54)$$

$$T = \frac{1}{f} = 4\tau \rightarrow \frac{1}{f} - \frac{4l}{v(f)} = 0 \quad (3.55)$$

Mit:

τ	Laufzeit der Leitung
v	Wellengeschwindigkeit
T	Periodendauer der Schwingung

l Länge der Leitung

Die Wellenparameter bilden die Grundlage für Leitungsmodelle, die im Folgenden vorgestellt werden.

3.5 Leitungsmodelle

Das elektrische Verhalten von Leitungen kann mit Hilfe von Leitungsmodellen nachgebildet werden. Welches Modell für die Nachbildung am besten geeignet ist, hängt von der zu untersuchenden Problemstellung ab. Dabei muss grundsätzlich zwischen einem stationären Zustand und elektromagnetischen Ausgleichsvorgängen unterschieden werden. Liegt ein stationärer Zustand zugrunde, kann die Leitung mit konzentrierten Parametern nachgebildet werden, hierfür kann ein einfaches π - oder T -Ersatzschaltbild verwendet werden. Die Parameter des Ersatzschaltbildes werden für die entsprechende Netzfrequenz (50/60 Hz im Drehstromnetz, 0 Hz im Gleichstromnetz) berechnet. Im Gleichstromnetz ist stationär nur der Gleichstromwiderstand zu berücksichtigen.

Bei transienten Ausgleichsvorgängen ist für die Modellwahl entscheidend, in welchem Zeitbereich sich die Zustandsänderung abspielt bzw. welche Frequenz der Vorgang hat. Hierbei können fallabhängig sowohl Modelle mit konzentrierten Parametern als auch Modelle mit verteilten Parametern zur Anwendung kommen.

Für die mathematische Herleitung der Leitungsgleichungen elektrisch langer Leitungen wird ein elektrisch kurzer Teilabschnitt (L-Glied) zugrunde gelegt, der aus konzentrierten Längs- und Querelementen besteht. Hierbei handelt es sich um partielle Differentialgleichungen von Strom und Spannung, die von Ort und Zeit abhängen. Werden die Gleichungen in komplexer Form dargestellt, entfällt die Zeitabhängigkeit, wodurch nun gewöhnliche Differentialgleichungen vorliegen, die mit dem Ansatz nach d'Alembert gelöst werden können.

Unter Berücksichtigung der Randbedingungen am Leitungsanfang bzw. -ende und den Wellenparametern (Wellenwiderstand, Ausbreitungskonstante) ergibt sich für die Leitungsgleichungen folgende komplexe Lösung [18]:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{I}_A \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \cosh(\underline{\gamma}l) & \underline{Z}_w \sinh(\underline{\gamma}l) \\ \frac{1}{\underline{Z}_w} \sinh(\underline{\gamma}l) & \cosh(\underline{\gamma}l) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_E \\ \underline{I}_E \end{pmatrix} \quad (3.56)$$

Mit:

\underline{U}_A Spannung am Leitungsanfang

\underline{I}_A Strom am Leitungsanfang

\underline{U}_E Spannung am Leitungsende

\underline{I}_E Strom am Leitungsende

Ausgehend von Gleichung (3.56) können die Elemente für die π -Ersatzschaltung einer elektrisch langen Leitung entsprechend Abbildung 3.5a bestimmt werden:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{I}_A \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 + \underline{Z}_l \cdot \underline{Y}_q & \underline{Z}_l \\ \underline{Y}_q(2 + \underline{Z}_l \cdot \underline{Y}_q) & 1 + \underline{Z}_l \cdot \underline{Y}_q \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{U}_E \\ \underline{I}_E \end{pmatrix} \quad (3.57)$$

mit

$$\underline{Z}_l = \underline{Z}_w \sinh(\underline{\gamma}l) \quad (3.58)$$

$$\underline{Y}_q = \frac{\cosh(\underline{\gamma}l) - 1}{\underline{Z}_w \sinh(\underline{\gamma}l)} = \frac{\tanh(\underline{\gamma}l/2)}{\underline{Z}_w} \quad (3.59)$$

Eine elektrisch kurze Leitung liegt vor, wenn die Bedingung $(\underline{\gamma}l) < 1$ erfüllt ist. In diesem Fall können die Hyperbelfunktionen vereinfachend durch die ersten Glieder der Taylor-Reihenentwicklung ersetzt werden:

$$\sinh(\underline{\gamma}l) \approx \underline{\gamma}l \quad (3.60)$$

$$\cosh(\underline{\gamma}l) \approx 1 + \frac{(\underline{\gamma}l)^2}{2} \quad (3.61)$$

Die Längsimpedanz und Queradmittanz vereinfachen sich dann zu:

$$\underline{Z}_l = (\underline{R}' + j\omega \underline{L}') \cdot l \quad (3.62)$$

$$\underline{Y}_q = (\underline{G}' + j\omega \underline{C}') \cdot l/2 \quad (3.63)$$

Das vereinfachte π -Ersatzschaltbild für die elektrisch kurze Leitung ist in Abbildung 3.5b dargestellt. Mit diesem Modell können stationäre Vorgänge bis zu einer bestimmten Grenzfrequenz mit ausreichender Genauigkeit untersucht werden. Durch die Hintereinanderschaltung mehrerer π -Glieder kann dieser Grenzwert entsprechend erhöht werden. Bei einer unendlich hohen Anzahl von π -Gliedern würde sich die Leitung wie eine Leitung mit verteilten Parametern verhalten.

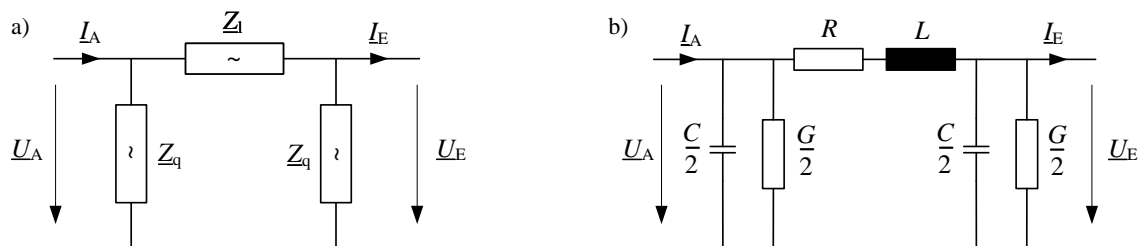


Abbildung 3.5 – π -Ersatzschaltbild einer Leitung:

- a) Elektrisch lange Leitung
- b) Elektrisch kurze Leitung

Die oben aufgeführten Modelle eignen sich nicht zur Beschreibung von Wellenvorgängen auf Leitungen, da die Wanderwellenlaufzeit nicht berücksichtigt wird. Für solche Untersuchungen bieten sich – wie schon angesprochen – verteilte Leitungsmodelle an.

Eines der ersten Modelle dieser Art ist das nach seinem Erfinder benannte Bergeron-Modell. In diesem werden die Induktivität und die Kapazität der Leitung als verteilte Parameter und die Leitungsverluste am Leitungsanfang und -ende mit konzentrierten Parametern nachgebildet. Da die Leitungsparameter für eine bestimmte Frequenz berechnet werden, liefert dieses Modell bei transienten Vorgängen ungenaue Ergebnisse, insbesondere für Frequenzen die stark von der für das Modell festgelegten Frequenz abweichen [43], [71].

In der Vergangenheit wurden verschiedene Leitungsmodelle entwickelt, die die Frequenzabhängigkeit der Leitungsparameter berücksichtigen. Dabei wurden unterschiedliche Ansätze gewählt, die Gleichungen aus dem Frequenzbereich in den Zeitbereich transformieren [70], [77], [85].

Im Folgenden wird das Modell vorgestellt, das für die in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen zugrunde liegt [50], [74]. Die Leitung wird im Frequenzbereich durch die Matrizen \underline{H} und \underline{Y}_c beschrieben, welche die Ströme und Spannungen am Leitungsanfang und -ende in Beziehung setzen:

$$\underline{H} = e^{-\sqrt{\underline{Y}'\underline{Z}'}l} \quad (3.64)$$

$$\underline{Y}_c = (\underline{Z}')^{-1} \sqrt{\underline{Z}'\underline{Y}'} \quad (3.65)$$

Die Matrizen werden mit den in den Abschnitten 3.2.2 und 3.3.2 beschriebenen Impedanzen und Admittanzen pro Länge berechnet. Die Dimension der Matrizen hängt von der Anzahl der Leiter ab. Dazu zählt auch der Mantel bei Kabeln.

Im Frequenzbereich werden die Matrizen durch rationale Funktionen angenähert (engl.: *curve fitting*), wodurch die Rücktransformation in den Zeitbereich (rekursive Faltung) optimiert wird. Für den Zeitbereich ergibt sich die in Abbildung 3.6 dargestellte Stromquellenersatzschaltung. Die Ströme und Spannungen werden hierbei für jeden Zeitschritt neu berechnet. Die Quellenströme i_{qA} und i_{qE} sind über die Matrix \underline{H} miteinander verknüpft [50], [74].

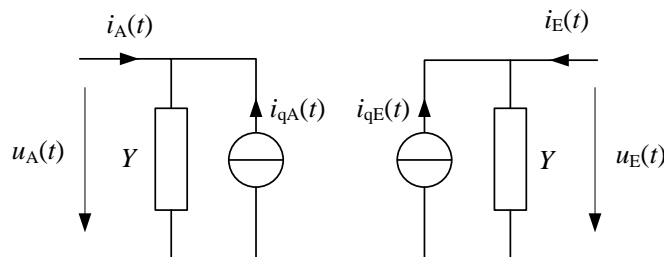


Abbildung 3.6 – Stromquellenersatzschaltung der Leitung im Zeitbereich

3.6 Brechung und Reflexion von Wanderwellen

Kurzschlüsse auf Leitungen haben Wanderwellen zur Folge, die am Leitungsende bzw. an Leitungsübergängen gebrochen und reflektiert werden. Je nach Leitungsabschluss bzw. je nach Charakteristika des Übergangs kann dies zu Spannungsüberhöhungen bzw. -abnahmen führen. Das Gleiche gilt auch für Ströme. Das Prinzip von Reflexion und Brechung an einem Übergang zwischen Leitung 1 und Leitung 2 ist beispielhaft in Abbildung 3.7 dargestellt.

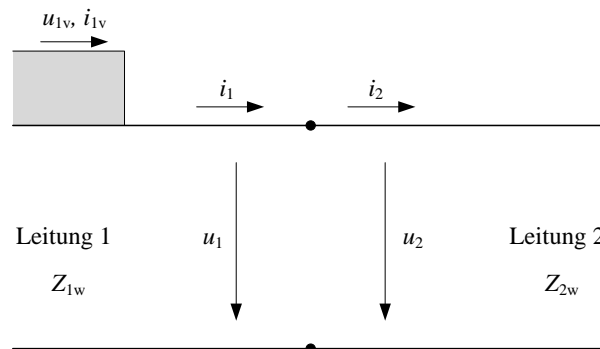


Abbildung 3.7 – Prinzip der Reflexion und Brechung von Wanderwellen an Leitungsübergängen [52]

Direkt am Leitungsübergang gilt für die Ströme und Spannungen:

$$u_1 = u_2 \quad i_1 = i_2 \quad (3.66)$$

Die Ströme und Spannungen setzen sich aus einer vorlaufenden und einer rücklaufenden Welle zusammen:

$$u_{1/2} = u_{1v/2v} + u_{1r/2r} \quad (3.67)$$

$$i_{1/2} = i_{1v/2v} + i_{1r/2r} \quad (3.68)$$

Mit:

$u_{1v/2v}$ vorlaufende Spannungswelle auf Leitung 1/Leitung 2

$u_{1r/2r}$ rücklaufende Spannungswelle auf Leitung 1/Leitung 2

$i_{1v/2v}$ vorlaufende Stromwelle auf Leitung 1/Leitung 2

$i_{1r/2r}$ rücklaufende Stromwelle auf Leitung 1/Leitung 2

Da der rücklaufende Anteil auf Leitung 2 nach Abbildung 3.7 für Strom und Spannung jeweils null ist, gilt somit am Leitungsübergang:

$$u_{1v} + u_{1r} = u_{2v} \quad (3.69)$$

$$i_{1v} + i_{1r} = i_{2v} = \frac{u_{2v}}{Z_{2w}} = \frac{u_{1v}}{Z_{1w}} + \frac{u_{1r}}{Z_{1w}} \quad (3.70)$$

Mit:

$Z_{1w/2w}$ Wellenwiderstand von Leitung 1/Leitung 2

Mit den Gleichungen (3.69) und (3.70) kann der Spannungs- und Strombrechungs faktor hergeleitet werden:

$$b_u = \frac{u_{2v}}{u_{1v}} = \frac{2Z_{2w}}{Z_{1w} + Z_{2w}} \quad (3.71)$$

$$b_i = \frac{i_{2v}}{i_{1v}} = \frac{2Z_{1w}}{Z_{1w} + Z_{2w}} \quad (3.72)$$

Daraus folgt für die entsprechenden Reflexionsfaktoren:

$$r_u = b_u - 1 = \frac{u_{1r}}{u_{1v}} = \frac{Z_{2w} - Z_{1w}}{Z_{1w} + Z_{2w}} \quad (3.73)$$

$$r_i = b_i - 1 = \frac{i_{1r}}{i_{1v}} = \frac{Z_{1w} - Z_{2w}}{Z_{1w} + Z_{2w}} \quad (3.74)$$

Die Amplituden der vorlaufenden und rücklaufenden Strom- und Spannungswellen hängen somit von den Wellenwiderständen der beiden Leitungen ab. Wird Leitung 2 als Leitungsabschluss betrachtet, so können zwei Extremfälle unterschieden werden: Kurzschluss und Leerlauf. Am offenen Ende wird die Stromwelle vollständig negativ reflektiert und am kurzgeschlossenen Ende mit zweifacher Amplitude vollständig gebrochen. Die beiden Fälle sind für Strom und Spannung in Tabelle 3.1 zusammengefasst.

Tabelle 3.1 – Strom und Spannung bei offenem und kurzgeschlossenem Leitungsende

	Z_{2w}	r_u	r_i	u	i
Leerlauf	∞	1	-1	$2 \cdot u_{1v}$	0
Kurzschluss	0	-1	1	0	$2 \cdot i_{1v}$

Abschließend soll beispielhaft der Wanderwellenverlauf bei Kurzschluss in einem HGÜ-System erläutert werden. Das Prinzipschaltbild ist in Abbildung 3.8 zu sehen. Der Kurzschluss tritt am Leitungsende auf und die Leitung wird durch den Wellenwiderstand Z_{1w} und die Laufzeit τ_1 beschrieben. Die Leitung wird am anderen Ende durch einen Stromrichter abgeschlossen, welcher vereinfachend einen im Vergleich zum Wellenwiderstand sehr großen Innenwiderstand hat (Stromquelle). Der Kurzschlussstrombeitrag des Stromrichters wird vernachlässigt.

Nach Kurzschlusseintritt geht vom Fehlerort eine Stromwelle i_0 aus. Die Amplitude des Kurzschlussstroms entspricht der Amplitude der Stromwelle, welche durch die Gleichspannung des HGÜ-Systems und dem Wellenwiderstand der Leitung bestimmt wird. Nach der einfachen Laufzeit trifft die Stromwelle auf den Stromrichter und wird dort negativ reflektiert ($r_i \approx -1$). Die negative Stromwelle erreicht nach $t = 2\tau_1$ wieder die Fehlerstelle und wird dort erneut re-

flektiert. An der Kurzschlussstelle hat der Reflexionsfaktor entsprechend Tabelle 3.1 einen Wert von $r_1 = 1$. Dieser Wanderwellenvorgang setzt sich in dieser Weise fort.

Der zeitliche Verlauf an der Kurzschlussstelle resultiert aus der Überlagerung der Teilwellen zu diskreten Zeitpunkten $n \cdot \tau_1$ ($n = 0, 2, 4, \dots$). Der Verlauf ist in Abbildung 3.8 als grüne Funktion dargestellt, wobei in diesem Fall eine verlustlose Leitung zugrunde liegt. Wird die Dämpfung der Leitung berücksichtigt, nimmt die Amplitude des Kurzschlussstroms mit zunehmender Dauer ab (rote Funktion). Die Dämpfung kann mit $e^{-\alpha \cdot x}$ angenähert werden, wenn von konstanten Leitungsparametern ausgegangen wird. Hierbei stellt x die von der Wanderwelle zurückgelegte Strecke dar. Der zeitliche Verlauf des Stroms weist in der Realität keine ideale Rechteckform auf, sondern wird mit der Zeit zunehmend verzerrt [52].

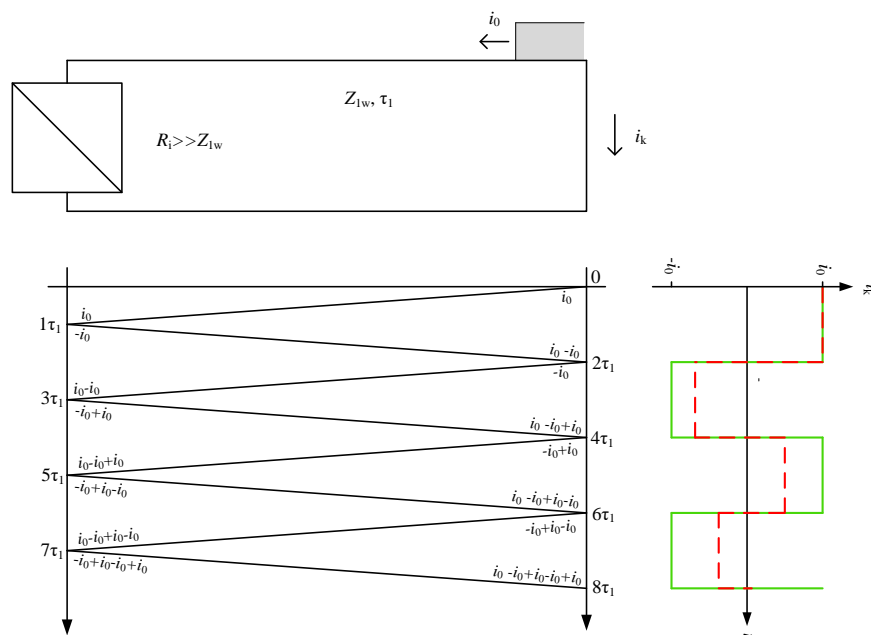


Abbildung 3.8 – Wanderwellenverlauf bei einem Kurzschluss am Leitungsende

3.7 Zusammenfassung

Als Übertragungsmedien kommen in HGÜ-Systemen Freileitungen und Kabel zum Einsatz. Das elektrische Verhalten beider Leitungstypen wird durch den Aufbau und die verwendeten Materialien bestimmt.

Bei Freileitungen werden Aluminium/Stahl-Leiterseile verwendet, die in größerem Abstand zum Erdboden an Masten als Bündelleiter angebracht sind. In einer bipolaren Anordnung befindet sich auf beiden Seiten der Masttraverse ein Leiterseil.

Bei Kabeln werden entweder Kuper- oder Aluminiumleiter eingesetzt. Die Isolation besteht aus Kunststoff oder ölgetränktem Papier. Der metallische Kabelmantel wird in regelmäßigen Abständen geerdet.

Auf der Grundlage der geometrischen Abmessungen und Materialeigenschaften der Leitungen werden die Impedanz- und Admittanzbeläge berechnet, die die elektrischen Eigenschaften bestimmen.

Der Impedanzbelag setzt sich aus einem ohmschen und induktiven Anteil zusammen, die sowohl bei der Freileitung als auch beim Kabel von der Frequenz abhängen. Die Impedanzbeläge werden in einer Matrix zusammengefasst, deren Dimension von der Anzahl metallischer Leiter (Leiter, Erdseil/Mantel) abhängt. Da das Erdseil bei der Freileitung bzw. der Mantel beim Kabel in regelmäßigen Abständen geerdet ist, kann die Matrix bei der monopolen Konfiguration mit der Kron-Reduktion auf eine einzige Impedanz reduziert werden. Das Gleiche gilt auch für die bipolare Konfiguration, wenn die Stromrichtung bei einem Kurzschluss zwischen den Leitern berücksichtigt wird. Der Admittanzbelag beinhaltet die Ableitverluste und Querkapazitäten, die nicht von der Frequenz abhängen. Die Ableitverluste sind relativ gering und können daher vernachlässigt werden.

Die Wellenparameter der Leitung – Wellenwiderstand und Ausbreitungskonstante – werden auf der Grundlage der effektiven Impedanz- und Admittanzbeläge berechnet. Die effektiven Parameter ergeben sich aus dem Fehlertyp und der Behandlung des Mantels bzw. des Erdseils.

Das elektrische Verhalten der Leitung kann durch verschiedene Leitungsmodelle nachgebildet werden, bei denen die Wellenparameter der Leitung mit einfließen. Grundsätzlich können Leitungsmodelle mit konzentrierten und verteilten Leitungsparametern unterschieden werden. Die konzentrierten Modelle werden wiederum in Modelle für elektrisch lange und elektrisch kurze Leitungen unterteilt, die durch entsprechende π - oder T-Ersatzschaltbilder nachgebildet werden. Die elektrischen Parameter der Modelle werden für eine bestimmte Frequenz berechnet, weswegen sie bei transienten Vorgängen das Verhalten der Leitung nicht exakt widerspiegeln.

Leitungsmodelle mit verteilten Leitungsparametern, die die Frequenzabhängigkeit der Parameter berücksichtigen, liefern hingegen sehr akkurate Ergebnisse über einen breiten Frequenzbereich bei transienten Vorgängen auf der Leitung. Die Modelle werden als Stromquellenersatzschaltung implementiert, in der die Ströme und Spannungen an einem Ende der Leitung mit den entsprechenden Strömen und Spannungen am anderen der Leitung durch eine Übertragungsfunktion in Zusammenhang stehen. Die Größen aus dem Frequenzbereich werden über rekursive Faltung in den Zeitbereich transformiert.

Hinsichtlich der Kurzschlussstromberechnung sind Modelle mit verteilten Leitungsparametern ungeeignet, da die Berechnung charakteristischer Kurzschlussstrom-Kenngrößen konzentrierte Parameter voraussetzt. Werden für die Kurzschlussstromberechnung Leitungsmodelle mit konzentrierten Parametern zugrunde gelegt, ist zu überlegen, welche Frequenz für die Leitungsparameter angesetzt wird, so dass ausreichend akkurate Ergebnisse erzielt werden.

Die Wanderwellenausbreitung nach einem Kurzschluss wird neben den Wellenparametern der Leitungen zusätzlich von den Reflexions- und Brechungsfaktoren an den Übergangsstellen bestimmt. In Abhängigkeit dieser Faktoren kann eine Aussage über den Verlauf des Kurzschlussstroms an der Fehlerstelle getroffen werden.

4 Kurzschlussstrom-Einflussfaktoren

Die quantitative Beurteilung des Kurzschlussstroms im Gleichstromnetz erfordert die Kenntnis jeglicher Einflussfaktoren, die die Amplitude und den zeitlichen Verlauf des Kurzschlussstroms bestimmen.

Im Folgenden werden die wesentlichen Einflussfaktoren kurz erläutert. Aufbauend darauf wird in Kapitel 5 die Berechnung von Kurzschlussströmen in Gleichstromsystemen vorgestellt.

Die möglichen Einflussfaktoren sind hier drei Bereichen zugeordnet: *Drehstromnetz*, *Stromrichterstation* und *Gleichstromnetz*. Der Bereich *Drehstromnetz* beinhaltet alle Faktoren, die bis zum Anschlusspunkt (engl.: *point of common coupling*, *PCC*) – auf der Netzseite vom Stromrichtertransformator ausgehend – eine Rolle spielen, die *Stromrichterstation* vom Transformator bis zum gleichstromseitigen Leitungsabgang und der Teil *Gleichstromnetz* alle netzbezogenen Faktoren der Gleichstromseite.

Im ersten Abschnitt werden die charakteristischen Kenngrößen des Kurzschlussstroms eines Gleichstromnetzes erläutert, die den zeitlichen Verlauf beschreiben. Darauffolgend werden die verschiedenen Einflussfaktoren aus den drei oben aufgeführten Bereichen beschrieben. Abschließend werden im letzten Abschnitt ausgewählte Einflussfaktoren hinsichtlich ausgewählter Kurzschlussstrom-Kenngrößen quantitativ bewertet.

4.1 Charakteristische Kenngrößen des Kurzschlussstroms auf der Gleichstromseite

Ein typischer Verlauf des Kurzschlussstroms im Gleichstromnetz ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Hieraus können folgende Kenngrößen ermittelt werden:

- Stoßkurzschlussstrom i_p : Maximaler Wert des Kurzschlussstroms
- Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom t_p : Dauer vom Kurzschlusseintritt bis zum Erreichen des maximalen Werts des Kurzschlussstroms [$i_k(t_p) = i_p$]
- Dauerkurzschlussstrom I_k : Stationärer Wert des Kurzschlussstroms
- Zeit bis zum Dauerkurzschlussstrom t_k : Dauer vom Kurzschlusseintritt bis zum Erreichen des stationären Werts des Kurzschlussstroms [$i_k(t_k) = I_k$]
- Anfangsteilheit di_k/dt : Steilheit des Kurzschlussstroms direkt nach Kurzschlusseintritt

Je nach Szenario und Stromrichtertechnologie können die Kenngrößen unterschiedlich stark ausgeprägt sein. In bestimmten Fällen ist beispielsweise $i_p = I_k$ ($t_p = t_k$) oder auch $I_k = 0$ (fehler-typabhängig).

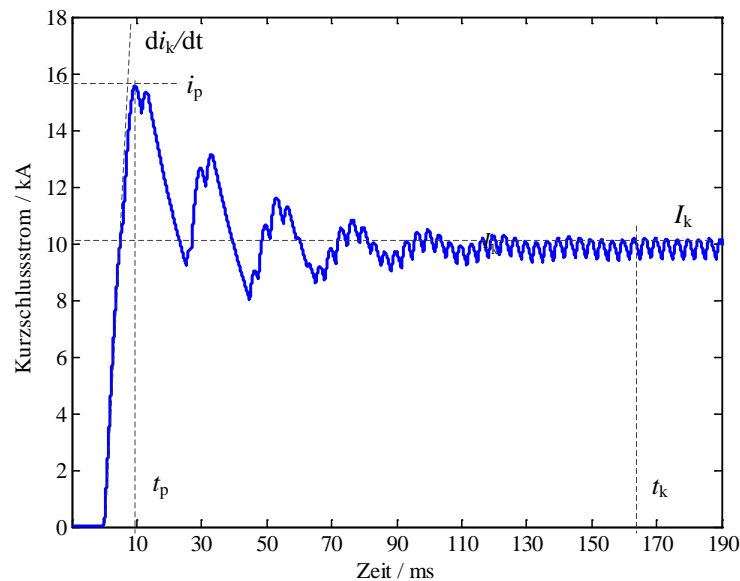


Abbildung 4.1 – Typischer Kurzschlussstromverlauf im Gleichstromnetz

Die Einflussfaktoren, die den zeitlichen Verlauf bzw. die beschriebenen Kenngrößen des Kurzschlussstroms bestimmen, werden im Folgenden erläutert. Auf die Bestimmung der beschriebenen Kenngrößen wird in Kapitel 5 eingegangen.

4.2 Drehstromnetz

4.2.1 Netzeinspeisung

Da der Stromrichter Kurzschlussstrom direkt aus dem Drehstromnetz gespeist wird, spielen die Eigenschaften der Einspeisung eine wichtige Rolle. Dabei muss zunächst unterschieden werden, welche Aufgabe der Stromrichter hat und, daraus folgend, an welchem Standort er sich befindet. Hierbei können nachfolgende Stromrichter-Standorte unterschieden werden:

- Stromrichter im Übertragungsnetz
- Stromrichter an Kraftwerkseinspeisung
- Stromrichter im Windpark
- Stromrichter im passiven Netz

Darüber hinaus können diese weiter unterteilt werden in schwache und starke Netze, große und kleine Kraftwerke bzw. Windparks.

Generell kann jeder Typ über den minimalen bzw. maximalen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k' beschrieben werden, der bei einem Kurzschluss am Stromrichteranschlusspunkt (netzseitig) eingespeist wird. Eine Übersicht zu typischen Anfangs-Kurzschlusswechselströmen in Abhängigkeit der Netznennspannung U_n ist in Tabelle 4.1 zu sehen.

Tabelle 4.1 – Anfangs-Kurzschlusswechselstrom verschiedener Netzgruppen [19]

U_n / kV	380	220	110	20	10
I_k'' / kA	30...76	26...66	11...40	15...43	12...43

Mit dem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom, der Netzennspannung und der Bemessungsleistung des Stromrichters S_{rs} , ergibt sich das sogenannte Kurzschlussverhältnis (engl.: *short-circuit ratio, SCR*), welches oft zur Beschreibung der Netzstärke in Zusammenhang mit HGÜ-Stromrichtern verwendet wird [29]:

$$SCR = \frac{\sqrt{3} U_n I_k''}{S_{rs}} \quad (4.1)$$

Aus der Höhe des Kurzschlussverhältnisses kann eine Aussage gemacht werden, ob der Stromrichter sich an einem sehr starken ($SCR > 10$) oder eher schwachen Anschlusspunkt ($SCR < 3$) befindet.

Für die Impedanz des Netzes bei gegebenem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom gilt:

$$Z_Q = \frac{c U_n}{\sqrt{3} I_k''} = \frac{c U_n^2}{S_{rs}} \frac{1}{SCR} \quad (4.2)$$

Mit:

c Spannungsfaktor nach VDE 0102 [42]

Erfolgt die Einspeisung bezüglich des Stromrichtertransformators überspannungsseitig, so muss die Impedanz dementsprechend auf die Unterspannungsseite bezogen werden:

$$Z_{Qt}^{(US)} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} I_k''} \frac{1}{t_{rT}^2} \quad (4.3)$$

Im umgekehrten Fall wird die Impedanz auf die Oberspannungsseite bezogen:

$$Z_{Qt}^{(OS)} = \frac{c U_n}{\sqrt{3} I_k''} t_{rT}^2 \quad (4.4)$$

Mit:

t_{rT} Bemessungsübersetzungsverhältnis des Stromrichtertransformators

Um die Einspeisung eindeutig als konzentrierte Ersatzschaltung beschreiben zu können, ist das Verhältnis von ohmschem zu induktivem Anteil notwendig (R_Q/X_Q -Verhältnis). Typische Werte liegen bei maximal 0,1 für Höchstspannungsnetze. Wenn keine genauen Werte vorliegen, kann der ohmsche Anteil – im Fall von Höchstspannungsnetzen – auch vernachlässigt werden. Die Berechnung der bezogenen Netzreaktanzen bei gegebenem R_Q/X_Q -Verhältnis erfolgt nach folgendem Ansatz:

$$X_{Qt} = \frac{Z_{Qt}}{\sqrt{1 + (R_Q / X_Q)^2}} \quad (4.5)$$

Bei Kurzschlussstromberechnungen, die auf der sicheren Seite liegen sollen, kann von einem unendlich hohen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom ausgegangen werden. In diesem Fall ist die Netzimpedanz zu vernachlässigen. Dies ist jedoch nur sinnvoll, wenn die Netzimpedanz im Vergleich zur Transformator- und Stromrichterimpedanz verhältnismäßig gering ist.

In Kapitel 4.5.1 werden minimale und maximale Netzimpedanzen in Abhängigkeit verschiedener Systemparameter berechnet und dargestellt.

4.2.2 Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts

Beim *Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts* müssen grundlegend zwei Fälle unterschieden werden. Im ersten Fall ist der Phasenwinkel φ der speisenden Spannung am Anschlusspunkt des Stromrichters zum Kurzschlusszeitpunkt entscheidend, der sich direkt auf die Phasenströme auswirkt. Je nach Phasenwinkel ergibt sich ein unterschiedlich großes Gleichstromglied in der jeweiligen Phase, was die Höhe des Stoßkurzschlussstroms beeinflusst [1]. Für die treibenden Spannungen gilt:

$$\begin{aligned} u_r &= \hat{u} \sin(\omega t + \varphi) \\ u_s &= \hat{u} \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi\right) \\ u_t &= \hat{u} \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \varphi\right) \end{aligned} \quad (4.6)$$

Wird ein ohmsch-induktiver Kreis zugrunde gelegt, so gilt für den Kurzschlussstrom i_k in der Phase R:

$$i_k = \hat{i} \cdot \sin(\omega t + \varphi - \gamma) - \hat{i} \cdot \sin(\varphi - \gamma) \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (4.7)$$

Mit:

γ Impedanzwinkel

τ Zeitkonstante des ohmsch-induktiven Kreises

Der maximale Kurzschlussstrom tritt bei einem Phasenwinkel von 0° auf. Abbildung 4.2 zeigt hierzu beispielhaft den Stoßfaktor κ (Stoßkurzschlussstrom bezogen auf den Dauerkurzschlussstrom) in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene Phasenwinkel bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite für eine Sechspulsbrücke. Die dargestellten κ -Kurven haben grundsätzlich einen ähnlichen Verlauf. Da zwei Dreiphasensysteme bei einer relativen Phasenverschiebung von $\Delta\varphi = \varphi_2 - \varphi_1 = 60^\circ$ zueinander die gleichen Spannungen mit umgekehrten Vorzeichen aufweisen ($u_{r1} = -u_{s2}$, $u_{s1} = -u_{t2}$, $u_{t1} = -u_{r2}$), sind die entsprechenden κ -

Kurven deckungsgleich. Im Bereich kleiner R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisse sind deutlichere Unterschiede erkennbar. Die größten Werte für κ treten für einen Phasenwinkel von 0° (bzw. 60°) auf. Dies bestätigt die oben aufgeführte Aussage. In den Kurzschlussstrom-Untersuchungen in Kapitel 5 wird aus diesem Grund für den Phasenwinkel ein Wert von 0° angenommen.

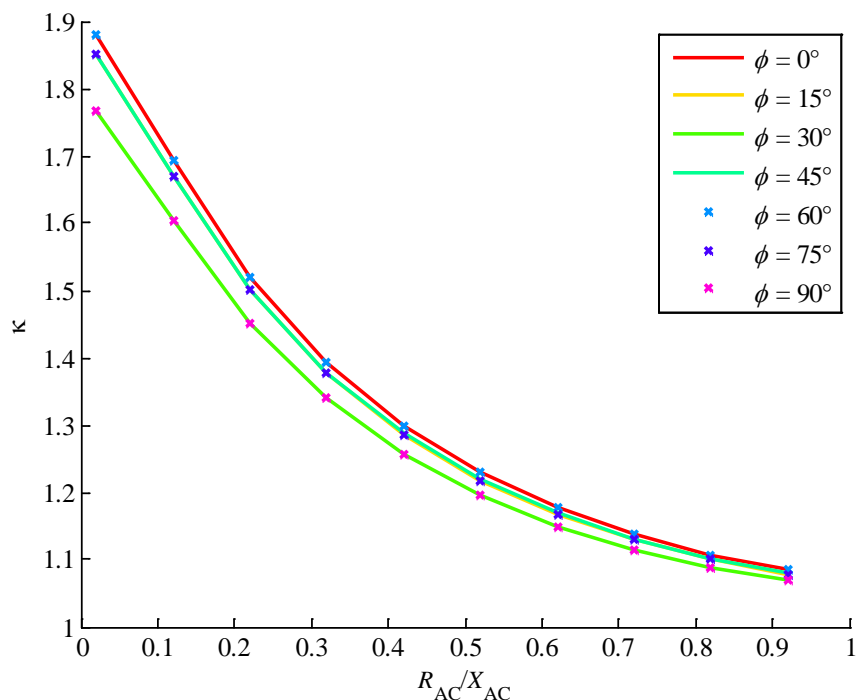


Abbildung 4.2 – Stoßfaktor κ in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} Verhältnisses für verschiedene Phasenwinkel bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite bei einer Sechspulsbrücke

Im zweiten Fall ist die Eigenschaft des speisenden Netzes zum *Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts* entscheidend, wie bereits in Kapitel 4.2.1 beschrieben. Da die Anzahl der einspeisenden Erzeuger nicht konstant ist, muss ein zeitabhängiger Anfangs-Kurzschlusswechselstrom des Netzes zugrunde gelegt werden. Dabei fließen Gesichtspunkte, wie Lastzustand, Wetterbedingungen etc. mit ein. Um eine Aussage zur Berechnung minimaler und maximaler Kurzschlussströme machen zu können, ist je nach Netzzustand der minimale bzw. maximale Anfangs-Kurzschlusswechselstrom zu berücksichtigen. Bei einer Einspeisung aus einem Windpark ist beispielsweise der minimale Anfangs-Kurzschlusswechselstrom null (windstiller Zeitraum).

In Kapitel 4.5.1 wird hierzu die Netzimpedanz in Abhängigkeit des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms für verschiedene Szenarien berechnet.

4.3 Stromrichterstation

Die grundlegenden Komponenten einer Stromrichterstation werden in Kapitel 2 beschrieben. Im Folgenden wird auf die Kurzschlussstromeigenschaften bzw. die wirksamen Impedanzen der jeweiligen Komponenten eingegangen.

4.3.1 Stromrichtertechnologie

Generell werden netzgeführte und selbstgeführte Stromrichter unterschieden. Der grundlegende Unterschied kommt durch die verwendeten Leistungshalbleiter zustande.

Bei netzgeführten Stromrichtern (thyristorbasiert) wird bei einem gleichstromseitigen Kurzschluss der Stromrichter – falls er als Gleichrichter betrieben wird – in den Wechselrichterbetrieb überführt. Die Thyristoren werden dabei mit einem Zündwinkel größer 90° angesteuert. Somit wird keine Energie mehr ins Gleichstromsystem eingespeist, wodurch der Kurzschluss bzw. der Lichtbogen – bei der Verwendung von Freileitungen als Übertragungstechnologie – erlischt [12]. Die Höhe des auftretenden Kurzschlussstroms wird also maßgeblich durch die Regelung des Stromrichters bestimmt [100]. Bei netzgeführten HGÜ-Systemen kann generell von geringen Kurzschlussströmen ausgegangen werden. Um dennoch maximale Kurzschlussströme zu berechnen, kann ein ungeregelter Stromrichterbetrieb zugrunde gelegt werden, in diesem Fall wird von einem Zündwinkel von 0° ausgegangen. Der Stromrichter kann somit als eine ungeregelte Diodenbrücke berücksichtigt werden [41].

Bei selbstgeführten Stromrichtern (IGBT-basiert) sind grundlegend zwei Stromrichtertypen bzw. -generationen zu unterscheiden. Zu Beginn (ab 1997) basierten selbstgeführte HGÜ-Systeme auf den sogenannten Zweipunktstromrichtern (engl.: *two-level VSC*). Bei diesem Typ werden je Phase sogenannte Halbbrücken eingesetzt, bei denen zu den IGBTs Dioden antiparallel geschaltet sind. Auf der Gleichstromseite befindet sich ein großer Kondensator. Bei einem gleichstromseitigen Kurzschluss werden die IGBTs aufgrund der geringen Stromtragfähigkeit innerhalb weniger Mikrosekunden blockiert, so dass der Kurzschlussstrom ungeregelt über die bereits erwähnten Dioden gespeist wird. Eine Unterbrechung kann ausschließlich über drehstrom- bzw. gleichstromseitige Leistungsschalter erfolgen. Für die Untersuchung des Kurzschlussstroms kann der Zweipunktstromrichter ebenfalls als Diodenbrücke berücksichtigt werden [101].

Seit einigen Jahren hat sich eine neue Generation von selbstgeführten Stromrichtern etabliert. Bei diesem Stromrichtertyp sind die Phasen modular aufgebaut, so dass in Abhängigkeit der Modulanzahl zwischen sehr vielen diskreten Spannungsstufen geschaltet werden kann. Bei diesem sogenannten Mehrpunktstromrichter (engl.: *modular multi-level converter, MMC*) wird zwischen Halbbrücken- und Vollbrückenmodulen unterschieden. Ein Halbbrückenmodul hat prinzipiell den Aufbau einer Phase eines Zweipunktstromrichters, wobei die Gleichstromkapazität in diesem Fall über die einzelnen Module verteilt ist. Ein Vollbrückenmodul setzt sich aus

zwei Halbbrückenmodulen zusammen. Bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite in einem System basierend auf Halbbrücken, werden die IGBTs wie auch beim Zweipunktstromrichter innerhalb kürzester Zeit blockiert, so dass der Strom unregelt über die antiparallelen Dioden in das Gleichstromsystem gespeist wird. Da die Halbbrücken während der Kurzschlussdauer kurzgeschlossen sind, haben die Modulkapazitäten keinen Beitrag zum Kurzschlussstrom, wodurch deren Energieinhalt erhalten bleibt. Prinzipiell verhält sich somit ein modularer Stromrichter mit Halbbrücken im Kurzschlussfall wie eine unregelte Diodenbrücke. Zusätzliche Arminduktivitäten haben einen besonderen Einfluss, auf den im Abschnitt 4.3.4 eingegangen wird [103].

Stromrichter mit Vollbrückenmodulen haben den Vorteil, dass sie während des Kurzschlusses die Spannungspolarität des Moduls verändern können und somit den in das Gleichstromsystem gespeisten Kurzschlussstrom herunterregeln. Dieses Verhalten ist vergleichbar mit dem des netzgeführten Stromrichters. In der weiteren Betrachtung wird auf das Kurzschlussverhalten dieses Stromrichtertyps nicht genauer eingegangen [69].

4.3.2 Stromrichterkonfiguration

Generell werden monopolare und bipolare Stromrichterkonfigurationen entsprechend Abbildung 4.3 unterschieden. Dies gilt sowohl für netzgeführte als auch für selbstgeführte HGÜ-Systeme.

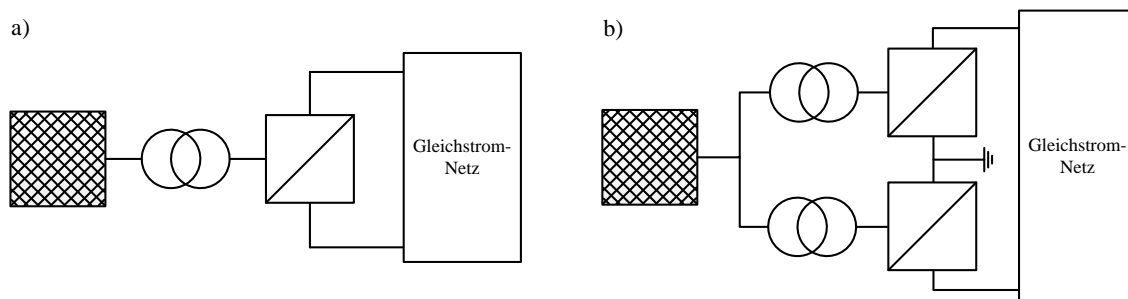


Abbildung 4.3 – Stromrichterkonfigurationen:

- a) Monopolar
- b) Bipolar

Die Stromrichterkonfiguration bestimmt die Anzahl der Stromrichter pro Station und das Erdungskonzept des Systems. Dies wirkt sich direkt auf die Höhe des resultierenden Kurzschlussstroms aus. Bei selbstgeführten HGÜ-Systemen hängt es vom Erdungskonzept ab, ob beim einpoligen Kurzschluss ein stationärer Dauerkurzschlussstrom fließt.

Bei der netzgeführten HGÜ werden generell zwei Sechspulsbrücken zu einer Zwölfpulsbrücke kombiniert. Dabei werden die Sechspulsbrücken von einem Yy- bzw. einem Yd-Transformator gespeist, die netzseitig parallel und stromrichterseitig in Reihe geschaltet sind. Der Grundaufbau entspricht für diesen Fall der bipolaren Konfiguration nach Abbildung 4.3b,

wobei die Erdung am negativen bzw. positiven Pol erfolgt. Die komplexe Impedanz auf der Drehstromseite ist [81]:

$$\underline{Z}_{AC} = 2\underline{Z}_{Qt} + \underline{Z}_{TS} \quad (4.8)$$

Mit:

\underline{Z}_{Qt} Impedanz des Netzes (auf die Stromrichterseite bezogen, s. a. Kapitel 4.2.1)

\underline{Z}_{TS} Impedanz des Transformators (auf die Stromrichterseite bezogen, s. a. Kapitel 4.3.3)

Der Faktor 2 ist zu berücksichtigen, da die Brücken aus dem gleichen Netz gespeist werden. Die Zwölfpulsbrücken werden entweder monopolar oder bipolar betrieben, dabei werden Systeme mit metallischem Rückleiter oder Erdrückleitung unterschieden. Im Fall der bipolaren Anordnung wird in Gleichung (4.8) die Impedanz mit dem Faktor 4 multipliziert, da sich die Leistung aus dem Netz auf vier Sechspulsbrücken aufteilt.

Selbstgeführte HGÜ-Systeme – 2L-VSC und MMC – in monopolarer Konfiguration werden entweder symmetrisch oder asymmetrisch ausgeführt. Bei der symmetrischen Variante wird der Neutralpunkt zwischen zwei Gleichstromkondensatoren geerdet. Bei der asymmetrischen Variante wird entweder der positive oder der negative Pol geerdet.

Ein bipolares System ist die Kombination aus zwei monopolar-asymmetrischen Konfigurationen. Für die Drehstromimpedanz gilt Gleichung (4.8), wobei je nach Technologie zusätzliche Stromrichterreaktanzen bzw. Arminduktivitäten zu berücksichtigen sind (s. a. Kapitel 4.3.4).

4.3.3 Stromrichtertransformator

Der Stromrichtertransformator passt die Spannung der Netzseite auf eine für den Stromrichter geeignete Spannung an. Die verkettete Stromrichterspannung steht in direkter Relation zur Gleichspannung U_{DC} . Für eine Sechspulsbrücke gilt diesbezüglich folgender Zusammenhang:

$$U_{DC} = \frac{\hat{u}}{\pi/3} \int_{-\pi/6}^{\pi/6} \cos(\omega t) d\omega t = \frac{3}{\pi} \hat{u} \quad (4.9)$$

Mit:

\hat{u} Amplitude der verketteten Spannung am Stromrichteranschlusspunkt

U_{DC} Leiter-Leiter Gleichspannung

Für den Effektivwert der verketteten Spannung einer Sechspulsbrücke kann somit von folgender Gleichung ausgegangen werden:

$$U_{S,6PB} = \frac{\pi}{3} \frac{U_{DC}}{\sqrt{2}} \quad (4.10)$$

Bei einem Zweipunktstromrichter kann zwischen dem Effektivwert der verketteten Spannung und der Gleichspannung folgender Zusammenhang hergestellt werden [75]:

$$U_{S,2L-VSC} = \frac{4}{\pi} \frac{U_{DC}}{2} \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} m \quad (4.11)$$

Mit:

m Modulationsindex aus der Pulsweitenmodulation

Der Modulationsindex nimmt generell Werte zwischen 0,7 und 1 an. Die Gleichspannung U_{DC} tritt zwischen den Leitern auf, da ein Zweipunktstromrichter eine Rechteckspannung am Ausgang erzeugt, wird der Faktor $4/\pi$ berücksichtigt.

Für den Mehrpunktstromrichter gilt das gleiche Prinzip, so dass die Stromrichterspannung genauso berechnet wird:

$$U_{S,MMC} = \frac{4}{\pi} \frac{U_{DC}}{2} \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} m \quad (4.12)$$

Für die Bemessungsspannung der Stromrichterwicklung des Transformators U_{rTS} kann näherungsweise die Spannung U_S entsprechend den Gleichungen (4.10)-(4.12) verwendet werden. Bei gegebenen Bemessungsgrößen berechnet sich die Impedanz des Transformators bezogen auf die Stromrichterseite zu:

$$Z_{TS} = \frac{u_{kr}}{100 \%} \frac{U_{rTS}^2}{S_{rT}} \quad (4.13)$$

Mit:

u_{kr} relative Kurzschlussspannung

S_{rT} Bemessungsscheinleistung des Transformators

u_{kr} liegt zwischen 10 % und 20 % (bezogen auf die Systemimpedanz U_{rTS}^2/S_{rT}), wobei bei Transformatoren im oberen Leistungsbereich von Werten deutlich über 10 % auszugehen ist.

Der ohmsche Anteil des Transformators, der die Kupferverluste repräsentiert, wird mit dem Faktor u_{Rr} berechnet.

$$R_{TS} = \frac{u_{Rr}}{100 \%} \frac{U_{rTS}^2}{S_{rT}} \quad (4.14)$$

Der ohmsche Anteil ist im Vergleich zur Impedanz sehr gering. u_{Rr} liegt bei maximal 0,5 % für Transformatoren höherer Leistungsklassen [78]. Aus Gleichung (4.13) und Gleichung (4.14) folgt für die Reaktanz:

$$X_{TS} = \sqrt{Z_{TS}^2 - R_{TS}^2} \quad (4.15)$$

Neben der Bemessungsspannung und den Kurzschlusskenngrößen ist die Bemessungsscheinleistung eine weitere Größe, die die elektrischen Parameter des Transformators bestimmt [Gleichung (4.13) und (4.14)]. Der Transformator sollte in einer Weise ausgelegt sein, dass die maximale Wirkleistung der HGÜ übertragen und die notwendige Blindleistung bereitgestellt werden kann:

$$S_{rT} = \sqrt{P_{DC}^2 + Q^2} \quad (4.16)$$

In Kapitel 4.5.2 wird auf die Scheinleistung des Transformators auf der Grundlage existierender bzw. geplanter HGÜ-Projekte genauer eingegangen. Aufbauend darauf werden Transformatorimpedanzen für verschiedene Szenarien berechnet.

Im Fall von Offshore- oder auch Onshore-Windparks, bei denen die Netzspannung generell nicht größer als 33 kV ist, sind in Abhängigkeit der Gleichspannung ggf. zwei Transformatoren in Reihe zuschalten, um die Netzspannung des Windparks in einem ersten Schritt hochzutransformieren und in einem zweiten Schritt die höhere Spannung auf eine für die HGÜ geeignete Spannung anzupassen [20].

4.3.4 Stromrichterreaktanz und Arminduktivität

Bei selbstgeführten Stromrichtern werden zu Regelungszwecken, zur Filterung und Kurzschlussstrombegrenzung zusätzliche Spulen zwischen Transformator und Stromrichter (2L-VSC) bzw. in den Armen des Stromrichters (MMC) eingefügt. Wenn von den ersten beiden Aufgaben abgesehen wird, muss die Spule so dimensioniert werden, dass die Leistungshalbleiter des Stromrichters während eines Kurzschlusses auf der Gleichstromseite nicht zerstört werden. Dabei fließt die Impedanz des Transformators mit ein. Die Reaktanz der Spule wird folgendermaßen berechnet:

$$X_{Sp} = \frac{u_{XrSp}}{100 \%} \frac{U_{rSp}^2}{S_{rSp}} \quad (4.17)$$

Mit:

u_{XrSp} relative Kurzschlussspannung der Spule

U_{rSp} Bemessungsspannung der Spule

S_{rSp} Bemessungsscheinleistung der Spule

u_{XrSp} liegt generell im Bereich 10 % bis 20 %. (in [39] beträgt $u_{XrSp} = 15 \%$). Bei der Bemessungsspannung und Bemessungsscheinleistung können die Größen des Transformators angesetzt werden.

Für die Berechnung der Arminduktivität L_a beim Mehrpunktstromrichter kann hinsichtlich der Bemessungsscheinleistung der Armstrom I_a zugrunde gelegt werden [97]:

$$I_a = \frac{I_{DC}}{3} + \frac{I_{rTS}}{2} = \frac{P_{DC}}{3U_{DC}} + \frac{S_{rT}}{2\sqrt{3}U_{rTS}} \quad (4.18)$$

Für die Bemessungsscheinleistung gilt dann:

$$S_{rSp} = \sqrt{3}U_{rSp}I_a \quad (4.19)$$

Da die Arminduktivität unter anderem den Anstieg des Fehlerstroms di_k/dt reduzieren soll, kann L_a auch über einen weiteren Ansatz berechnet werden [20]:

$$L_a = \frac{U_{DC}}{2di_k / dt} \quad (4.20)$$

Bei einem Stromanstieg von 20 A/ μ s (Worst-Case-Wert nach [20] bei einem Leiter-Leiter Kurzschluss) ist für ein HGÜ-System mit einer Gleichspannung von ± 320 kV eine Arminduktivität mit einem Wert von mindestens 16 mH notwendig.

Die Verluste der Spule sind generell sehr gering und können hinsichtlich der Kurzschlussstromberechnung vernachlässigt werden.

4.3.5 Glättungsdrossel

Glättungsdrosseln kommen hauptsächlich bei netzgeführten HGÜ-Systemen zum Einsatz. Zu den Aufgabengebieten zählen unter anderem die Glättung des Gleichstroms, die Filterung von Oberschwingungen und die Begrenzung des Fehlerstroms im Falle eines Kurzschlusses [88].

Die Höhe der Induktivität ist systemabhängig. Für Systeme mit langen Übertragungsleitungen liegt sie oft im Bereich 100 mH - 300 mH und für Kurzkupplungen zwischen 30 mH und 80 mH [88]. In Abhängigkeit der Induktivität werden die Steilheit und der Maximalwert des Kurzschlussstroms reduziert.

Bei selbstgeführten HGÜ-Systemen sind keine oder nur sehr kleine Glättungsdrosseln vorgesehen. Eventuell werden auf der Gleichstromseite zusätzliche Spulen zu Schutzzwecken verwendet, deren Auslegung projektabhängig ist. Nach [51] werden zukünftig Spulen in Kombination mit Gleichstromleistungsschaltern eingesetzt, die den Stromanstieg im Falle eines Kurzschlusses begrenzen sollen. In diesem Zusammenhang wird aus Betriebsgründen empfohlen, die Spulen mit Induktivitäten kleiner 100 mH auszulegen.

4.3.6 Gleichstromfilter und -kondensatoren

Bei einem Kurzschluss im Gleichstromnetz werden Filterkapazitäten und Gleichstromkondensatoren entladen und haben somit einen Anteil am Gesamt-Kurzschlussstrom. Die Höhe und die Frequenz (Anstiegszeit) des Entladestroms hängen von der Gleichspannung, der Filterkonfiguration und dem Fehlerort (Widerstand R und Induktivität L der Leitung zwischen Kapazität und Fehlerort) ab.

Gleichstromfilter kommen überwiegend bei netzgeführten HGÜ-Systemen zum Einsatz. Typische Filterkonfigurationen werden in Kapitel 2 erläutert. Die generelle Struktur ist vergleichbar mit der von Drehstromfiltern. Wird eine Zwölfpulsbrücke zugrunde gelegt, ist die dominierende Oberschwingung 12. Ordnung. Grundsätzlich wird ein Bandpassfilter verwendet, der auf diese Frequenz abgestimmt ist. Für Oberschwingungen höherer Ordnung werden Hochpassfilter eingesetzt.

Bei selbstgeführten HGÜ-Systemen sind Filter auf der Gleichstromseite meist vernachlässigbar, da ausschließlich Oberschwingungen höherer Ordnung auftreten und diese meist durch Gleichstromkondensatoren und Leitungsinduktivitäten unterdrückt werden. Kommen Filter zum Einsatz, werden diese parallel zu den Gleichstromkondensatoren installiert. Die Filterkonfiguration entspricht der von netzgeführten Systemen [27], [32].

Gleichstromkondensatoren werden ausschließlich bei selbstgeführten HGÜ-Systemen verwendet. Bei Zweipunktstromrichtern liegen die Kapazitäten der Kondensatoren bei mehreren hundert μF . Bei Mehrpunktstromrichtern sind die verwendeten Gleichstromkondensatoren vergleichsweise gering, da die Kapazität für diesen Stromrichtertyp über die einzelnen Module verteilt ist.

Bei der Auslegung des Gleichstromkondensators von Zweipunktstromrichtern kann folgende Gleichung zugrunde gelegt werden [87].

$$\tau = \frac{\frac{1}{2} C_{\text{DC}} U_{\text{DC}}^2}{S_{\text{rs}}} \quad (4.21)$$

Die Größe des Kondensators wird über die Zeitkonstante τ beschrieben, die sich aus dem Verhältnis aus der im Kondensator gespeicherten Energie und der Bemessungsscheinleistung des Stromrichters zusammensetzt. Die Zeitkonstante gibt die Zeit an, um den Kondensator bei einer konstanten Leistung von S_{rs} auf die Betriebsspannung U_{DC} aufzuladen. Um einen einwandfreien Betrieb zu gewährleisten, sollte die Zeitkonstante einen Wert von kleiner 5 ms haben [87].

4.3.7 Erdungskonzept

Das Erdungskonzept hat direkten Einfluss auf die Spannungsbeanspruchung der Betriebsmittel bzw. die Höhe des Fehlerstroms im Falle eines Kurzschlusses.

Grundsätzlich muss zwischen monopolen und bipolaren HGÜ-Systemen unterschieden werden. Bei asymmetrisch-monopolen und bipolaren Systemen kann aus den in Kapitel 2 genannten Gründen davon ausgegangen werden, dass ein metallischer Rückleiter eingesetzt wird. In symmetrisch-monopolen Systemen entfällt dieser.

Bei einem Leiter-Erde Fehler in einem System, das hochohmig geerdet ist, treten hohe Überspannungen (bis zu 2 p.u.) und kleine Fehlerströme auf. Im Gegensatz dazu sind in einem nie-

derohmig geerdeten Netz die Überspannungen vergleichsweise gering, die Fehler- bzw. Kurzschlussströme aber sehr viel größer.

Da Transformatoren von selbstgeführten HGÜ-Systemen auf der Stromrichterseite eine Dreieckwicklung aufweisen, wird der notwendige Spannungsreferenzpunkt der Stromrichter über folgende Erdungskonzepte hergestellt [22]:

- direkte Erdung des Neutralpunkts zwischen den Gleichstromkondensatoren
- Erdung des Neutralpunkts über eine Spule
- hochohmige Erdung der Gleichstromsammelschienen
- künstliche Sternpunktterdung auf der Drehstromseite über eine Spule

Die Anzahl direkt geerdeter Knoten hängt von der Netzkonfiguration, sowie dem Schutz- und Regelungskonzept ab. Prinzipiell ist auch eine Kombination mit nieder- und hochohmiger Erdung möglich [36].

4.4 Gleichstromnetz

Im Folgenden werden alle Einflussfaktoren beschrieben, die sich auf die Gleichstromseite beziehen und nicht direkt der Stromrichterstation zuzuordnen sind.

4.4.1 Leitungstechnologie

Im HGÜ-System werden Stromrichter entweder direkt (Kurzakupplung) oder über Leitungen verbunden. Grundsätzlich werden zwei Übertragungstechnologien eingesetzt:

- Freileitung
- Kabel

Die Wahl des Übertragungsmediums hängt unter anderem von Faktoren wie Übertragungsspannung, Übertragungsleistung und geographische Gegebenheiten ab.

In Hinblick auf den Kurzschlussstrom sind zwei Aspekte zu unterscheiden. Einerseits ist die Leitung ein Energiespeicher, der beim Kurzschluss entladen wird und somit zum resultierenden Kurzschlussstrom einen Beitrag liefert. Andererseits beeinflussen die elektrischen Parameter der Leitung – die zwischen dem Anschlusspunkt des Stromrichters und der Fehlerstelle wirksam sind – den Stromrichter Kurzschlussstrom und den Entladestrom von Kondensatoren oder Filtern [104].

Die elektrischen Kenngrößen der Leitung werden durch die Geometrie der Anordnung, den Materialeigenschaften und der Leitungslänge bestimmt. In Kapitel 3 wird die Berechnung relevanter elektrischer Parameter für beide Technologien und verschiedene Konfigurationen vorgestellt. Besondere Bedeutung hat hierbei die Frequenzabhängigkeit der Leitung, auf die in Kapitel 5 bezüglich der Berechnung von Kurzschlussströmen genauer eingegangen wird.

4.4.2 Topologie des Gleichstromnetzes

Die Topologie eines Gleichstromnetzes kann generell über die Anzahl der Knoten, Zweige und Maschen beschrieben werden. Ein Zweig repräsentiert einen Leitungsabschnitt, der über die Leitungslänge definiert ist. Ein Knoten stellt entweder eine einfache Sammelschiene (ohne Quelle) oder eine HGÜ-Station dar. Abbildung 4.4 zeigt dazu beispielhafte Netztopologien. Grundsätzlich kann zwischen folgenden Netztopologien unterschieden werden:

- radiales Netz (Abbildung 4.4a und b)
- vermaschtes Netz (Abbildung 4.4c)

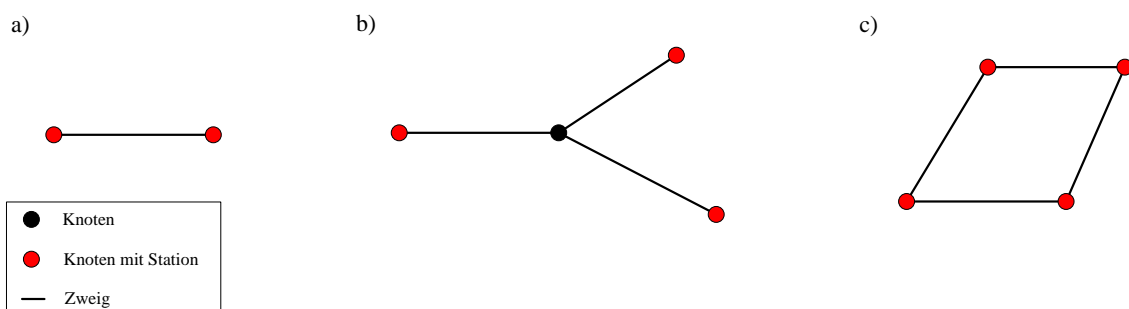


Abbildung 4.4 – Netztopologien:

- a) Punkt-zu-Punkt
b) Radial
c) Vermascht

Ein Kurzschluss kann an einem beliebigen Ort im Netzwerk – auf einem Zweig oder an einem Knoten – auftreten. Bei einem Kurzschluss auf einem Zweig wird der Kurzschlussort als neuer Knoten definiert und der Zweig in zwei neue Leitungsabschnitte entsprechender Länge aufgeteilt.

Tritt ein Kurzschluss in einem HGÜ-System auf, das als Punkt-zu-Punkt-Verbindung ausgeführt ist (siehe Abbildung 4.4a), ist der Kurzschlusspfad der verschiedenen Quellen klar definiert. In einem Gleichstromnetz mit mehr als zwei HGÜ-Stationen ist der Kurzschlusspfad topologieabhängig. Ein radiales Netz zeichnet sich dadurch aus, dass zwischen Quelle und Kurzschlussort nur ein möglicher Kurzschlusspfad existiert. Da verschiedene Quellen gegebenenfalls über gleiche Zweige den Kurzschluss speisen, ist für diesen Fall die wechselseitige Beeinflussung der entsprechenden Quellen zu berücksichtigen.

In einem vermaschten Netz teilt sich der Kurzschlussstrom einer Quelle auf mehrere Zweige auf. Für die Berechnung des Kurzschlussstroms einer Quelle ist dementsprechend eine wirksame Ersatzimpedanz zwischen Quelle und Fehlerstelle zu bestimmen. Darüber hinaus ist – wie auch bei radialen Netzen – die wechselseitige Beeinflussung der einzelnen Quellen zu berücksichtigen.

Hinsichtlich der Kurzschlussstromberechnung müssen darüber hinaus – wie auch in [42] beschrieben – zwei Fälle unterschieden werden:

- einfach gespeister Kurzschluss
- mehrfach gespeister Kurzschluss

Im ersten Fall können die Kurzschlussstromquellen unabhängig voneinander betrachtet werden. Dies trifft generell für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zu. Bei radialen Netzen hängt dies vom Fehlerort und der Leitungstopologie ab. Im Beispiel aus Abbildung 4.4b kann ein Kurzschluss direkt auf dem zentralen Knoten als einfach gespeister Kurzschluss behandelt werden. Tritt der Kurzschluss jedoch auf einer Leitung auf, liegt ein mehrfach gespeister Kurzschluss vor, bei dem die wechselseitige Beeinflussung zwischen den Quellen zu berücksichtigen ist. In vermaschten Netzen liegen immer mehrfach gespeiste Kurzschlüsse vor.

Neben Stromrichtern als Kurzschlussstromquellen liefert das Leitungsnetzwerk selbst einen Beitrag zum Kurzschlussstrom. Bezogen auf die Topologie des Netzes ist in diesem Zusammenhang entscheidend, wo der Fehler auftritt (s. a. Kapitel 4.4.6) und wie groß die Ausdehnung des Netzwerks ist. Der Fehlerort gibt Aufschluss, wie Wanderwellen anfangs reflektiert bzw. gebrochen werden. In Abhängigkeit der Ausdehnung kann eine Aussage über den zeitlichen Verlauf des Entladestroms der Leitungen gemacht werden. Je größer das Netzwerk desto höher ist die Amplitude des Entladestroms (viele Mehrfachreflexionen in der Nähe der Fehlerstelle) und desto geringer dessen Frequenz [102].

4.4.3 Betriebsspannung

Die für die Auslegung des HGÜ-Systems festgelegte Gleichspannung hängt von mehreren Faktoren ab. Dazu gehören unter anderem: Übertragungsleistung, Übertragungsentfernung, Leitungs- und Stromrichtertechnologie, Betriebsverluste etc. [37].

Die Höhe der Gleichspannung bestimmt die in den Leitungs- und Filterkapazitäten gespeicherte Energie:

$$W = \frac{1}{2} C U_{\text{DC}}^2 \quad (4.22)$$

Bei einem Kurzschluss werden die Kapazitäten entladen. Die Höhe des Entladestroms ist direkt proportional zur Spannung U_{DC} . Darüber hinaus hängt der Entladestrom von den wirksamen Widerständen und Induktivitäten zwischen Kapazität und Fehlerort ab.

Beim Kurzschlussstrom der Leitung ist der Anfangswert des Kurzschlussstroms ebenfalls direkt proportional zur Gleichspannung:

$$i_{\text{k0}} = \frac{U_{\text{DC}}}{Z_{\text{w}}} \quad (4.23)$$

Mit:

Z_{w} Wellenwiderstand der Leitung

Neben dem Energieinhalt ist die Gleichspannung ebenfalls maßgebend für die Auslegung der Leitungssysteme, da die elektrische Feldstärke proportional zur Spannung ist. Bei Freileitungen wirkt sich das auf die Länge der Isolatorketten und den Abstand zwischen den Leitern bzw. dem Leiter und dem Mast aus. Bei Kabeln wird in Abhängigkeit der Gleichspannung die Isolationsdicke dementsprechend angepasst. Die Geometrie der Anordnung bestimmt die elektrischen Parameter der Leitung und somit auch den resultierenden Kurzschlussstrom.

Abbildung 4.5 zeigt die Gleichspannung (Leiter-Erde Gleichspannung) von selbstgeführten HGÜ-Systemen seit 1997. Die ersten HGÜ-Systeme hatten Spannungen von etwa 10 kV. Heute sind Spannungen von über 500 kV möglich. In der Vergangenheit sind für solche Spannungshöhen nur Freileitungen bzw. masseimprägnierte Kabel in Frage gekommen. Neuerdings sind auch VPE-Kabel, die bisher für Spannungen von bis zu 320 kV eingesetzt werden, für Spannungen von bis zu 525 kV verfügbar [49].

Auf langfristige Sicht kann bei selbstgeführten HGÜ-Projekten – auch in Hinblick auf die Kabelentwicklung – von maximalen Spannungen von bis zu 600 kV ausgegangen werden. Eine Übersicht zu realisierten bzw. geplanten selbstgeführten HGÜ-Projekten ist in Tabelle A1.1 im Anhang A1 zu finden.

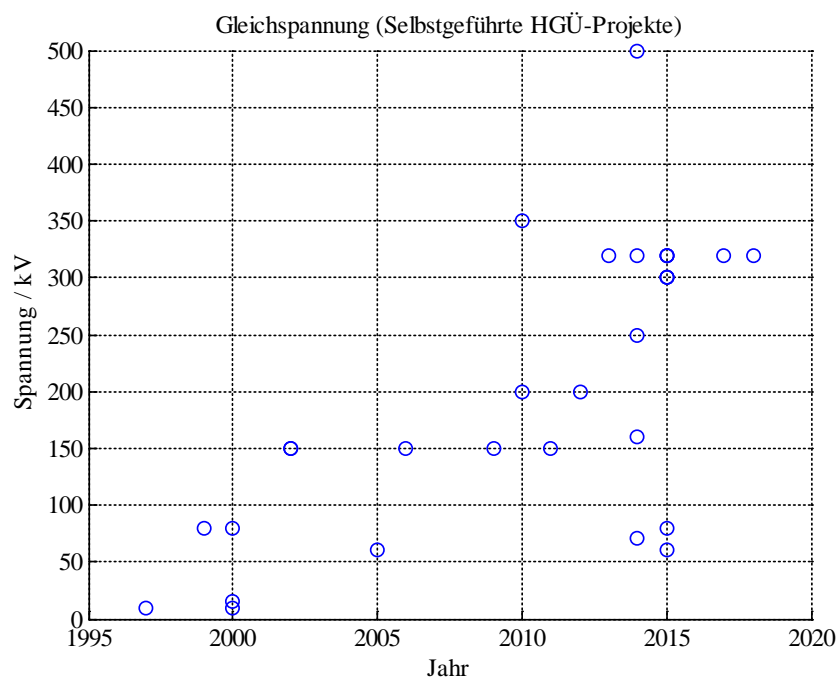


Abbildung 4.5 – Gleichspannungen selbstgeführter HGÜ-Systeme seit 1997

4.4.4 Anfangswert des Gleichstroms

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass zum Zeitpunkt des Kurzschlusses ein Laststrom bestimmter Höhe im Gleichstromnetz fließt. Eine Ausnahme stellt lediglich die direkte Zuschaltung des HGÜ-Systems bei bereits vorhandenem Kurzschluss dar.

Ausgehend von einem beliebigen Anfangswert, resultiert nach Kurzschlusseintritt ein transienter Kurzschlussstrom, der nach einer gewissen Dauer einen stationären Wert annimmt. Abbildung 4.6 veranschaulicht beispielhaft den Kurzschlussstromverlauf in einem ohmsch-induktiven Gleichspannungskreis für verschiedene Lastströme. Der zeitliche Verlauf wird durch die folgende Gleichung beschrieben:

$$i_k = I_k \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right) + i_0 \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \quad (4.24)$$

Mit:

I_k Dauerkurzschlussstrom

τ Zeitkonstante des ohmsch-induktiven Kreises

i_0 Anfangswert des Gleichstroms

Nach Gleichung (4.24) geht der Anfangswert als additives Element in den Gesamtverlauf des Kurzschlussstroms mit ein, welches jedoch in Abhängigkeit der Zeitkonstante τ exponentiell abklingt. Stationär hat der Anfangswert des Gleichstroms keine Bedeutung mehr. Dieser Zusammenhang kann auch Abbildung 4.6 entnommen werden. Der Unterschied zwischen dem stromlosen und Volllast-Betrieb von 1 p.u. zu Beginn des Kurzschlusses beträgt nach einer Dauer von τ (≈ 10 ms) nur noch 37%. Nach etwa 50 ms ist der Anfangswert bereits abgeklungen.

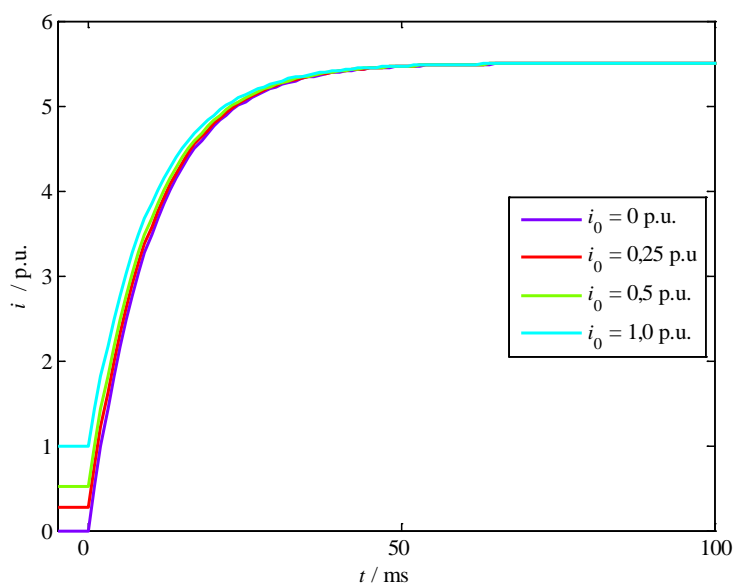


Abbildung 4.6 – Kurzschlussstrom in einem ohmsch-induktiven Gleichspannungskreis bei unterschiedlichen Lastströmen

In Kapitel 5 wird vereinfachend bei der Kurzschlussstromberechnung für die verschiedenen Betriebsmittel – genauso wie bei der Kurzschlussstromberechnung in Drehstromnetzen – ein Laststrom von null angenommen. Um ein Ergebnis für den Kurzschlussstrom zu erhalten, das

auf der sicheren Seite liegt, kann der berechnete Kurzschlussstrom über einen Sicherheitsfaktor wie auch in [42] für Drehstromnetze korrigiert werden. In Kapitel 5.8 wird gezeigt, ob das auch für Gleichstromnetze notwendig ist.

4.4.5 Fehlertyp

In dieser Arbeit werden ausschließlich Fehler behandelt, die auf Gleichstromleitungen oder Gleichstromsammelschienen – also im Gleichstromnetz – auftreten. Es werden nur Einzelfehler betrachtet. Das heißt, das gleichzeitige bzw. aufeinanderfolgende Auftreten von Fehlern wird nicht berücksichtigt. Darüber hinaus wird ausschließlich von widerstandslosen Kurzschlüssen ausgegangen.

Generell können entsprechend Abbildung 4.7 folgende Fehlertypen unterschieden werden [26]:

- Leiter-Erde Kurzschluss (1)
- Leiter-Leiter Kurzschluss (2)
- Leiter-Leiter Kurzschluss mit Erdberührung (3)

Die Stromrichtung des Kurzschlussstroms ist hier beispielhaft vom positiven zum negativen Pol angegeben. Generell ist sie von der Diodenausrichtung der Stromrichter bestimmt. Da es sich bei den Fehlertypen (2) und (3) um symmetrische Fehler handelt, sind diese gleich zu behandeln. Im Fall von Fehlertyp (3) fließt kein Strom über Erde, wenn im Gleichstromnetz ausschließlich symmetrische Stromrichterkonfigurationen vorkommen.

Das Auftreten möglicher Fehler hängt von der in Kapitel 4.3.2 vorgestellten Stromrichterkonfiguration ab. In einem monopolen System ist Fehlertyp (1) das einzig mögliche Fehlerszenario, wohingegen in einem bipolaren System alle drei Fehlertypen auftreten können. Bei der Bestimmung maximaler Kurzschlussströme kann generell Fehlertyp (2) bzw. (3) zugrunde gelegt werden, da in diesem Fall der Einfluss der Erdimpedanz vernachlässigbar ist.

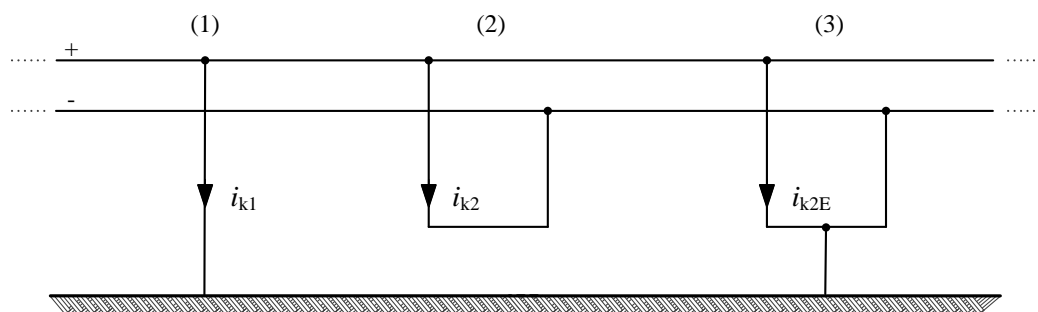


Abbildung 4.7 – Fehlertypen: Leiter-Erde Kurzschluss (1), Leiter-Leiter Kurzschluss (2), Leiter-Leiter Kurzschluss mit Erdberührung (3)

4.4.6 Fehlerort

Der Fehlerort hat einen maßgeblichen Einfluss auf den resultierenden Kurzschlussstrom. Je nachdem wo der Fehler auftritt, können Kurzschlussströme mit sehr hohen Amplituden bzw. stark gedämpften Amplituden auftreten.

Wird von einer einzelnen Quelle ausgegangen, so ist der höchste Kurzschlussstrom zu erwarten, wenn der Kurzschluss quellennah auftritt, da in diesem Fall die Impedanz der Gleichstromseite zwischen Quelle und Fehlerort sehr gering ist. In einem Gleichstromnetz mit sehr vielen Quellen hängt der Fehlerort, der zum maximalen Kurzschlussstrom führt, stark vom jeweiligen Szenario ab. Mit zunehmender Entfernung von einer einzelnen Quelle nimmt der Kurzschlussstrombeitrag dieser Quelle zwar ab, im Gegenzug der Beitrag anderer Quellen aber zu, da der Abstand zwischen jeweiliger Quelle und Fehlerort verringert wird.

In Hinblick auf den Entladestrom von Leitungen sind Netzknoten mit möglichst vielen Leitungsabgängen kritisch zu betrachten, da der äquivalente Wellenwiderstand (siehe Kapitel 5), der den Anfangswert des Kurzschlussstroms bestimmt, entsprechend der Anzahl der Leitungen an diesem Knoten abnimmt.

In Kapitel 4.6.1 wird die Bedeutung des Fehlerorts bezüglich der Höhe des Kurzschlussstroms quantitativ aufgezeigt.

4.5 Auswertung minimaler und maximaler Impedanzen

Wie bereits beschrieben, hängt der Kurzschlussstrom von den elektrischen Parametern der Dreh- und Gleichstromseite ab. Da diese Parameter die Grundlage für die im nachfolgenden Kapitel 5 beschriebene Kurzschlussstromberechnung darstellen, soll hier aufgezeigt werden, in welchem Bereich die einzelnen Parameter liegen. Darauf aufbauend kann eine Aussage zu minimalen bzw. maximalen Kurzschlussströmen gemacht werden.

4.5.1 Netzimpedanz

Nach Kapitel 4.2.1 hängt der Betrag der Netzimpedanz von der Netzennspannung, dem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom des Netzes und dem Spannungsfaktor ab. Der ohmsche und induktive Anteil wird aus dem R/X -Verhältnis berechnet. Alle Größen sind auf die Stromrichterseite zu beziehen.

Für die Berechnung minimaler und maximaler Impedanzen werden die minimalen und maximalen Anfangs-Kurzschlusswechselströme eines 380-kV-Netzes und eines 33-kV-Netzes (Windpark) zugrunde gelegt, da diese Netze die beiden Grenzfälle in Westeuropa für HGÜ-Stationen darstellen. Für den Spannungsfaktor c wird für die Bestimmung des größten Kurzschlussstroms ein Wert von 1,1 angesetzt. Beim Übersetzungsverhältnis des Transformators t_{rT} wird netzseitig die Nennspannung des Netzes und stromrichterseitig die nach Gleichung (4.12)

berechnete Spannung zugrunde gelegt. Für den Modulationsindex m (siehe Kapitel 4.3.3) wird ein Wert von 0,7 angenommen, was niedrigere Netzimpedanzen zur Folge hat und demnach größere Kurzschlussströme. Für die Gleichspannung wird – entsprechend der potentiellen Spannungshöhe zukünftiger Gleichstromnetze – von einem minimalen Wert von $U_{DC} = \pm 300$ kV und einem maximalen Wert von $U_{DC} = \pm 600$ kV ausgegangen. Die Wertebereiche der verwendeten Parameter sind nochmal in Tabelle 4.2 zusammengefasst.

Tabelle 4.2 – Parameter zur Berechnung von Z_{Qt}

Parameter	Wert
U_{DCmin}/U_{DCmax}	± 300 kV/600 kV
c	1,1
m	0,7
I''_{kmin}	30 kA (15 kA)
I''_{kmax}	70 kA (32 kA)
U_n	380 kV (33 kV)
$(R/X)_{min}/(R/X)_{max}$	0,01/0,1

In Tabelle 4.3 sind die Zahlenwerte der Netzparameter für die beiden Szenarien aufgelistet. Auffällig ist, dass sich der Wertebereich der Netzparameter über einen großen Bereich erstreckt. Impedanz und Reaktanz stimmen in etwa überein, während der ohmsche Anteil verhältnismäßig gering ist. Die geringste Impedanz ist im Höchstspannungsnetz mit maximalem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom bei Gleichstromnetzen mit geringer Spannung zu erwarten. Demgegenüber tritt die höchste Impedanz bei Windparks mit geringem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom bei Gleichstromnetzen mit hoher Spannung auf. Für die beiden Netznennspannungen ergibt sich folgender Wertebereich:

- $Z_{Qt380\text{ kV}} = 2,56\ \Omega - 23,9\ \Omega$
- $Z_{Qt33\text{ kV}} = 64,5\ \Omega - 550,35\ \Omega$

Maximale Kurzschlussströme werden demzufolge Stromrichter liefern, die aus Höchstspannungsnetzen gespeist werden. Die von Stromrichtern aus Windparks gespeisten Kurzschlussströme sind vergleichsweise gering.

Tabelle 4.3 – Wertebereich der Netzimpedanz, der Netzreaktanz und des Netzwidestands für die Berechnung von Kurzschlussströmen in Gleichstromnetzen

	$U_{DC} = \pm 300$ kV							
	$U_n = 33$ kV				$U_n = 380$ kV			
I''_k / kA	15		32		30		70	
Z_{Qt} / Ω	137,6		64,5		5,97		2,56	
R/X	0,01	0,1	0,01	0,1	0,01	0,1	0,01	0,1
R_{Qt} / Ω	1,38	13,7	0,64	6,4	0,06	0,6	0,026	0,25
X_{Qt} / Ω	137,6	136,9	64,5	64,2	5,97	5,94	2,56	2,55
	$U_{DC} = \pm 600$ kV							
	$U_n = 33$ kV				$U_n = 380$ kV			
I''_k / kA	15		32		30		70	
Z_{Qt} / Ω	550,35		258		23,9		10,24	
R/X	0,01	0,1	0,01	0,1	0,01	0,1	0,01	0,1
R_{Qt} / Ω	5,5	54,8	2,58	25,7	0,24	2,38	0,1	1,02
X_{Qt} / Ω	550,32	547,61	257,96	256,7	23,9	23,78	10,24	10,2

Wenn die Netzimpedanz im Vergleich zur gesamten Drehstromimpedanz verhältnismäßig gering ist, kann sie bei Kurzschlussstromberechnungen mit Ergebnissen auf der sicheren Seite vernachlässigt werden ($Z_{Qt} \approx 0$).

4.5.2 Transformatorimpedanz

Für das HGÜ-Projekt *INELFE*, in dem zwei parallele HGÜ-Leitungen zwischen Spanien und Frankreich gebaut wurden, sind zwei Transformatoren mit einer Bemessungsscheinleistung von jeweils 1059 MVA je Stromrichter vorgesehen. Die Übertragungsleistung beträgt 1000 MW je Stromrichter bei einer Blindleistung von maximal 350 Mvar [39]. Tabelle 4.4 gibt einen Überblick zu Stromrichterleistungen und den entsprechenden Transformator-Bemessungsleistungen aus aktuellen VSC-Projekten (seit 2006).

Tabelle 4.4 – Überblick zu Bemessungsleistungen aus aktuellen VSC-Projekten

Projekt	P_r / MW	Q_r / Mvar	S_r / MVA
Estlink (2006)	350	±125	372
Borwin1 (2009)	400	±150	472
Caprivi Link (2010)	300	±200	361
Trans Bay Cable (2010)	400	±170	435
East West Inter. (2012)	500	±150	522
Dolwin1 (2013)	800	±260	842
INELFE (2014)	(2x) 1000	±350	1059
Nordbalt (2014)	800	±350	873
Dolwin2 (2015)	900	±380	977

Die maximalen Bemessungsscheinleistungen liegen je nach Projekt aktuell zwischen 350 MVA und 1100 MVA. Da die Wirk- und Blindleistung in direktem Zusammenhang mit der Gleichspannung stehen, sind für 30 VSC-Projekte/-Systeme die entsprechenden Größen in Abbildung 4.8 aufgetragen. Um die Beziehung zwischen der Gleichspannung und den entsprechenden Leistungen zu generalisieren, ist in den Graphen zusätzlich eine Regressionsfunktion dargestellt, die für die Wirk- und Blindleistung jeweils durch folgende Gleichungen beschrieben werden kann:

$$P^* = 0,0744 \cdot u_{DC}^{1,635} \quad (4.25)$$

$$Q^* = 0,5604 \cdot u_{DC}^{1,095} \quad (4.26)$$

Mit:

u_{DC} dimensions- und einheitenloser Wert der Leiter-Erde Gleichspannung

Bei den Parametern P^* und Q^* handelt es sich um Näherungsgrößen. Gleichung (4.25) gibt die Wirkleistung in MW und Gleichung (4.26) die Blindleistung in Mvar an. Wird davon ausgegangen, dass zukünftige Gleichstromnetze Betriebsspannungen zwischen $U_{DC} = \pm 300$ kV- ± 600 kV aufweisen, so können für Transformatoren Parameter entsprechend Tabelle 4.5 angesetzt werden. Die auf die Stromrichterseite bezogenen Parameter werden mit den

Gleichungen (4.13)-(4.15) berechnet. Für die Kurzschlussspannung wird ein Wert zwischen 10 % und 20 % angenommen, für die Verluste wird ein Wert von 0,5 % berücksichtigt. Die Bemessungsspannung U_{rTS} des Transformators wird nach Gleichung (4.12) mit einem Modulationsindex von $m = 0,7$ berechnet.

In Abhängigkeit der ermittelten Bemessungsscheinleistung sind eventuell mehrere Transformatoren notwendig, wodurch sich die gesamte Bemessungsscheinleistung auf die entsprechende Anzahl an Transformatoren aufteilt. Die Impedanz Z_{TS} gilt sowohl für einen einzelnen Transformator als auch für die Parallelschaltung mehrerer Transformatoren.

Die Transformatorimpedanz liegt für die festgelegten Szenarien im Bereich $12,13 \Omega$ - $32,18 \Omega$. Ist das speisende Netz vergleichsweise stark, bestimmen Transformator- und Stromrichterimpedanz (siehe Kapitel 4.5.3) den Stromrichterkurzschlussstrom.

Tabelle 4.5 – Wertebereich der Transformatorimpedanz, -reaktanz und des -widerstands für die Berechnung von Kurzschlussströmen in Gleichstromnetzen

	$U_{DC} = \pm 300 \text{ kV}$			$U_{DC} = \pm 600 \text{ kV}$		
P^* / MW	835			2593		
Q^* / Mvar	289			617		
S_{rT}^* / MVA	884			2666		
U_{rTS} / kV	327			655		
$u_{kr} / \%$	10	15	20	10	15	20
Z_{TS} / Ω	12,13	18,2	24,27	16,09	24,13	32,18
X_{TS} / Ω	12,12	18,19	24,26	16,07	24,12	32,17
R_{TS} / Ω	0,607	0,607	0,607	0,804	0,804	0,804

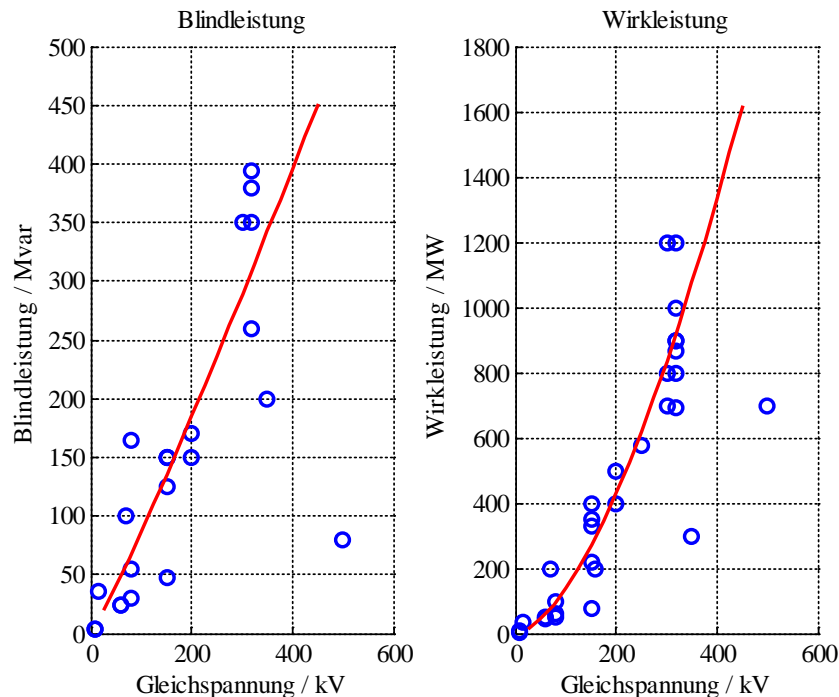


Abbildung 4.8 – Blind- und Wirkleistung in Abhängigkeit der Gleichspannung aktueller VSC-Projekte/Systeme

4.5.3 Stromrichterreaktanz

Die Stromrichterspule des Zweipunktstromrichters befindet sich zwischen Transformator und Stromrichter. Aus diesem Grund gelten die Bemessungsspannung und -scheinleistung des Transformators auch für die Spule. Wie in Kapitel 4.3.4 beschrieben, liegt die relative Kurzschlussspannung im Bereich 10 % und 20 %. Somit ergeben sich für die Reaktanz der Stromrichterspule unter Vernachlässigung der Verluste die gleichen Werte wie für die Impedanz des Transformators (siehe Tabelle 4.5).

Für die Berechnung der Arminduktivität des Mehrpunktstromrichters können, wie auch in [16] beschrieben, die Bemessungsgrößen des Transformators zugrunde gelegt werden. In diesem Fall gelten auch die in Kapitel 4.5.2 berechneten Werte.

Wird die Arminduktivität bzw. die entsprechende Reaktanz X_a nach Gleichung (4.18) und Gleichung (4.20) berechnet, ergeben sich die in Tabelle 4.6 aufgelisteten Werte. Mit dem ersten Ansatz sind bei gleicher Bemessungsspannung die Reaktanzen im Vergleich zum Transformator größer, da die nach Gleichung (4.19) berechneten Bemessungsscheinleistungen niedriger sind. Mit dem zweiten Ansatz werden Mindestwerte für die Armreaktanz berechnet, weswegen diese deutlich kleiner sind.

Tabelle 4.6 – Wertebereich der Armreaktanz für die Berechnung von Kurzschlussströmen in Gleichstromnetzen

	$U_{DC} = \pm 300 \text{ kV}$			$U_{DC} = \pm 600 \text{ kV}$		
P^* / MW	835			2593		
Q^* / Mvar	289			617		
S_{rT}^* / MVA	884			2666		
U_{rTS} / kV	327			655		
$u_{XrSp} / \%$	10	15	20	10	15	20
$X_{a,Gl. (4.18)} / \Omega$	15,17	22,76	30,35	19,95	29,93	39,91
$X_{a,Gl. (4.20)} / \Omega$	4,71			9,42		

4.5.4 Gleichstromleitung

Im Folgenden werden für die Gleichstromfreileitung und das Gleichstromkabel Leitungsparameter berechnet, die einen Überblick über den Wertebereich geben sollen. Hierfür werden repräsentative Leitungskonfigurationen zugrunde gelegt.

Freileitung

Für verschiedene Freileitungstypen werden die elektrischen Leitungsparameter für monopolare und bipolare Systeme pro Länge entsprechend Kapitel 3 berechnet. Die geometrischen Parameter sind in Tabelle 4.7 dargestellt [34]. Für die Berechnung wird für alle Konfigurationen ein spezifischer Leiterwiderstand von $\rho_l = 2,88 \cdot 10^{-8} \Omega \text{m}$ (Aluminium), ein spezifischer Erdbodenwiderstand von $100 \Omega \text{m}$ (Lehmboden), ein Bündelleiterabstand von $a = 0,45 \text{ m}$ und eine Frequenz von $f = 0 \text{ Hz}$ bzw. $f = 50 \text{ Hz}$ verwendet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4.8 und Tabelle 4.9 aufgelistet. Für die monopolare und bipolare Anordnung ergibt sich folgender Wertebereich:

- monopolar ($f = 0$ Hz):
 - $L' = 2,3 - 2,5$ mH/km
 - $R' = 4,5 - 22,4$ m Ω /km
 - $C' = 8,84 - 10,55$ nF/km
- monopolar ($f = 50$ Hz):
 - $L' = 1,7 - 1,9$ mH/km
 - $R' = 51,5 - 70$ m Ω /km
 - $C' = 8,89 - 10,62$ nF/km
- bipolar ($f = 0$ Hz):
 - $L' = 0,747 - 1,0$ mH/km
 - $R' = 4,4 - 22,3$ m Ω /km
 - $C' = 11,33 - 15,23$ nF/km
- bipolar ($f = 50$ Hz):
 - $L' = 0,745 - 1,0$ mH/km
 - $R' = 4,8 - 23,1$ m Ω /km
 - $C' = 11,37 - 15,97$ nF/km

Generell ist festzustellen, dass die Veränderung der Leitungsgeometrie eine verhältnismäßig geringe Auswirkung auf die elektrischen Parameter hat. Im Fall des ohmschen Widerstands ist die Variation etwas größer, die Kapazität ist nahezu unabhängig von der Frequenz. Bei der monopolen Anordnung weisen ohmscher Widerstand und Induktivität eine starke Frequenzabhängigkeit auf, was insbesondere auf den Einfluss der Erdimpedanz zurückzuführen ist. Im Gegensatz dazu hängen die Parameter der bipolaren Anordnung fast gar nicht von der Frequenz ab, da der Erdeinfluss hier vernachlässigbar ist.

Tabelle 4.7 – Geometrische Parameter verschiedener Freileitungskonfigurationen [34]

Typ	Spannung	Anzahl Leiter	Leitertyp	Leiterseilhöhe / m	Abstand Leiter / m	Höhe Erdseil / m	Durchhang / m
1	± 300 kV	2	1098/49	35,1	8,4	42,6	19,22
2		4	902/75	32,9	8,5	41,6	16,93
3		2	645/45	38,0	13,4	47,2	17,47
4	± 500 kV	3	806/57	38,2	13,0	47,4	17,68
5		4	1098/49	40,2	12,8	49,6	19,22
6	± 600 kV	3	645/45	40,0	15,8	50,2	17,47
7		4	902/75	39,9	15,1	51,6	16,93
8		6	1098/49	42,1	15,0	52,6	19,22
9	± 800 kV	4	483/34	44,8	20,8	56,9	17,24
10		5	1098/49	46,6	19,3	59,1	19,22

Tabelle 4.8 – Elektrische Parameter verschiedener Freileitungskonfigurationen für $f = 0$ Hz

Typ	Monopolar			Bipolar		
	Induktivität (mH/km)	Widerstand (m Ω /km)	Kapazität (nF/km)	Induktivität (mH/km)	Widerstand (m Ω /km)	Kapazität (nF/km)
1	2,5	13,20	9,30	0,894	13,10	12,86
2	2,3	8,10	10,55	0,747	8,00	15,23
3	2,5	22,40	8,84	1,000	22,30	11,33
4	2,4	12,00	9,73	0,885	11,90	12,91
5	2,3	6,70	10,14	0,824	6,60	13,81
6	2,4	15,00	9,54	0,931	14,90	12,3
7	2,3	8,10	10,01	0,862	8,00	13,21
8	2,3	4,50	10,36	0,814	4,40	13,93
9	2,3	10,00	9,99	0,893	9,90	12,72
10	2,3	5,30	9,96	0,963	5,20	11,89

Tabelle 4.9 – Elektrische Parameter verschiedener Freileitungskonfigurationen für $f = 50$ Hz

Typ	Monopolar			Bipolar		
	Induktivität (mH/km)	Widerstand (mΩ/km)	Kapazität (nF/km)	Induktivität (mH/km)	Widerstand (mΩ/km)	Kapazität (nF/km)
1	1,9	61,7	9,35	0,891	14,50	12,91
2	1,7	55,8	10,62	0,745	8,60	15,29
3	1,9	70,0	8,89	1,000	23,10	11,37
4	1,8	59,5	9,78	0,882	12,60	12,96
5	1,7	54,0	10,20	0,822	7,30	13,86
6	1,8	62,1	9,60	0,929	15,40	12,32
7	1,7	55,2	10,07	0,860	8,60	13,26
8	1,7	51,5	10,42	0,812	4,80	13,98
9	1,7	56,4	10,04	0,891	10,10	12,77
10	1,7	52,1	10,02	0,961	5,80	11,94

Kabel

Ausgehend von den Berechnungsansätzen aus Kapitel 3 werden im folgenden Abschnitt die elektrischen Parameter pro Länge für verschiedene Kabeltypen berechnet. Die in Tabelle 4.10 aufgeführten Kabelabmessungen orientieren sich an aktuellen HGÜ-Projekten. Es werden sowohl masseimprägnierte (MI) als auch VPE-isolierte Kabel berücksichtigt.

Bei der Berechnung wird davon ausgegangen, dass der Kabelmantel beidseitig geerdet ist. Da die Bewehrung nur einen geringfügigen Einfluss auf die elektrischen Parameter hat, werden nur Kabel mit Leiter, Mantel, innerer und äußerer Isolation betrachtet. Der Erdboden hat einen spezifischen Widerstand von $100 \Omega\text{m}$ (Lehmboden), die Verlegetiefe beträgt 1,2 m. Bei einer bipolaren Anordnung (Hin- und Rückleitung) beträgt der Abstand zwischen den Kabeln 0,3 m (VPE) und 0,5 m (MI). Die längenbezogenen Parameter aus der Berechnung sind in Tabelle 4.11 ($f = 0$ Hz) und Tabelle 4.12 ($f = 50$ Hz) zusammengefasst.

Tabelle 4.10 – Abmessungen verschiedener Kabeltypen für die Berechnung elektrischer Parameter

	MI 300 kV	MI 500 kV	XLPE 320 kV	XLPE 525 kV
r_1 / mm	25,05	28,2	28,2	28,2
r_2 / mm	40,15	48	54	56
r_3 / mm	43,15	54	59	61
r_4 / mm	52,05	60	64	66
ρ_L / Ωm	$1,786 \cdot 10^{-8}$	$1,786 \cdot 10^{-8}$	$1,786 \cdot 10^{-8}$	$1,786 \cdot 10^{-8}$
ρ_M / Ωm	$2,08 \cdot 10^{-7}$	$2,08 \cdot 10^{-7}$	$2,08 \cdot 10^{-7}$	$2,08 \cdot 10^{-7}$
ε_1	4	4	2,5	2,5
ε_2	2,4	2,4	2,4	2,4

Tabelle 4.11 – Elektrische Parameter verschiedener Kabelkonfigurationen für $f = 0$ Hz

	Monopolar				Bipolar			
	MI 300 kV	MI 500 kV	XLPE 320 kV	XLPE 525 kV	MI 300 kV	MI 500 kV	XLPE 320 kV	XLPE 525 kV
R' / mΩ/km	9,2	7,3	7,3	7,3	9,1	7,1	7,1	7,3
L' / mH/km	2,8	2,7	2,7	2,98	0,651	0,627	0,525	0,523
C' / μF/km	0,472	0,418	0,214	0,2	0,472	0,418	0,214	0,2

Tabelle 4.12 – Elektrische Parameter verschiedener Kabelkonfigurationen für $f = 50$ Hz

	Monopolar				Bipolar			
	MI 300 kV	MI 500 kV	XLPE 320 kV	XLPE 525 kV	MI 300 kV	MI 500 kV	XLPE 320 kV	XLPE 525 kV
R' / mΩ/km	220	113,6	122,6	119,3	76,6	79	63,8	62,6
L' / mH/km	0,451	0,213	0,241	0,245	0,494	0,315	0,356	0,358
C' / μF/km	0,496	0,429	0,217	0,204	0,511	0,437	0,214	0,205

4.6 Bewertung von Kurzschlussstrom-Einflussfaktoren

Die in den vorangegangenen Unterkapiteln vorgestellten Einflussfaktoren haben einen unterschiedlich starken Effekt auf die Kenngrößen des Kurzschlussstroms. Im Wesentlichen bestimmen die Einflussfaktoren die Impedanzen des Dreh- und Gleichstromnetzes.

Im Folgenden wird quantitativ aufgezeigt, wie stark bestimmte Faktoren den Kurzschlussstrom im Gleichstromnetz beeinflussen. Die in diesem Abschnitt gezeigten Ergebnisse resultieren aus Simulationen, die in MATLAB/Simulink® und PSCAD® durchgeführt werden.

In einem ersten Schritt soll zunächst dargestellt werden, wie groß der Amplitudenbereich, hinsichtlich Stoß- und Dauerkurzschlussstrom, bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite ist. Dazu wird eine monopolare Sechspulsbrücke (passiver Stromrichter) zugrunde gelegt, die aus einem Höchstspannungsnetz gespeist wird. Als Einflussgrößen werden die Stärke des Drehstromnetzes, die relative Kurzschlussspannung und die Bemessungsscheinleistung des Transformators und der Abstand zwischen Stromrichter und Kurzschlussstelle näher betrachtet. Die Parameter und der Variationsbereich sind in Tabelle 4.13 zusammengefasst.

In 1000 Simulationsläufen werden die Amplituden des Dauer- und Stoßkurzschlussstroms bestimmt. Die variablen Parameter werden in jedem Simulationslauf zufällig entsprechend des Variationsbereichs festgelegt.

Als Gleichstromleitung wird eine Freileitung mit den Bemessungsgrößen nach Tabelle 4.7 (Typ 2, bipolar) zugrunde gelegt. Die Leitung wird als vereinfachtes Ersatzschaltbild modelliert, bei dem die Queradmittanzen vernachlässigt werden. Der Leitungswiderstand wird für 0 Hz und die Leitungsinduktivität für 50 Hz berechnet (konservativer Ansatz, s. a. Kapitel 5.7).

Tabelle 4.13 – Parameterbereich für die Bestimmung des Dauer- und Stoßkurzschlussstroms einer Sechspulsbrücke

Parameter	Wert
Nennspannung des Netzes U_n	380 kV
Betriebsspannung des Netzes U_b	400 kV
Spannungsfaktor c	1,1
Anfangs-Kurzschlusswechselstrom des Netzes I_k''	20, 30, ..., 70 kA
R/X -Verhältnis	0,1
Transformator-Übersetzungsverhältnis t_{rT}	400 kV/333 kV
relative Kurzschlussspannung u_{kr}	10 %, 12 %, ..., 20 %
relative Transformatorverluste u_{Rr}	0,5 %
Bemessungsscheinleistung des Transformators S_{rT}	600, 900, ..., 1800 MVA
Leitungslänge l	20, 50, 100, 150, 200, 300 km

Die Ergebnisse für Dauer- und Stoßkurzschlussstrom sind in Abhängigkeit des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms in Abbildung 4.9 und Abbildung 4.10 dargestellt. Die schwarzen Kreuze kennzeichnen die Amplituden bei einem Kurzschluss direkt am Stromrichteranschlusspunkt ($l = 0$ km).

Generell ist zu sagen, dass die Höhe des Kurzschlussstroms auf der Gleichstromseite umgekehrt proportional zur Impedanz der Drehstromseite ist, so dass in stärkeren Drehstromnetzen höhere Kurzschlussströme zu erwarten sind. Für das in Tabelle 4.13 festgelegte System liegt in

schwächeren Netzen der maximale Dauerkurzschlussstrom bei etwa 20 kA und bei stärkeren Netzen bei etwa 30 kA. Die Stoßkurzschlussströme sind deutlich größer mit 35 kA für schwächere Netze und 65 kA für stärkere Netze. Bei einem Kurzschluss am Stromrichteranschlusspunkt beträgt das Verhältnis von Stoßkurzschlussstrom zu Dauerkurzschlussstrom in etwa 2, da der Impedanzwinkel der Drehstromseite ungefähr 90° beträgt (geringer ohmscher Widerstand).

Wird für den Stromrichtertransformator eine feste Bemessungsscheinleistung von 1500 MVA angenommen, ergeben sich die drei, farblich gekennzeichneten, unterbrochenen Verläufe. Hierbei ist zu erkennen, dass die Amplituden in Abhängigkeit von I_k' nur leicht variieren, da die Transformatorimpedanz gegenüber der Netzimpedanz dominiert (vgl. Tabelle 4.3 und Tabelle 4.5). Dies gilt insbesondere für stärkere Netze und höhere Werte für u_{kr} . Die Bemessungsgrößen des Transformators haben somit einen entscheidenden Einfluss auf den resultierenden Kurzschlussstrom.

Findet der Kurzschluss im Netz statt, beeinflussen zusätzlich die Leitungsparameter den Kurzschlussstrom. Die Amplituden sind – unter Berücksichtigung der Leitungsparameter für den festgelegten Variationsbereich der Leitungslänge – in den Abbildungen als rote Kreise gekennzeichnet. Beim Dauerkurzschlussstrom ist zu erkennen, dass sich die Ergebnisse aus beiden Betrachtungen in etwa decken. Der Grund hierfür ist, dass stationär neben der Impedanz der Drehstromseite nur der ohmsche Widerstand der Leitung den Dauerkurzschlussstrom bestimmt und dieser vergleichsweise gering ist (vgl. Tabelle 4.8).

Im Gegensatz dazu hat im transienten Bereich die Induktivität der Leitung einen maßgeblichen Einfluss. So ist in Abbildung 4.10 zu erkennen, dass unter Berücksichtigung der Leitungsparameter eine deutliche Reduzierung des Stoßkurzschlussstroms stattfindet. Bereits bei einem Abstand von 20 km reduziert sich die Amplitude von 58 kA auf 42 kA. Je nach Leitungstyp und Auslegung kann die Reduktion unterschiedlich stark ausfallen.

Wird ein einzelner Stromrichter betrachtet, so treten die maximalen Kurzschlussströme bei einem Kurzschluss direkt am Anschlusspunkt des Stromrichters auf. Wird von einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung oder auch von einem Multi-Terminal-System ausgegangen, so hängt der Fehlerort bei dem die maximalen Amplituden auftreten, von den Charakteristika der einzelnen Stromrichter ab. Auf diesen Aspekt wird in Abschnitt 4.6.1 genauer eingegangen.

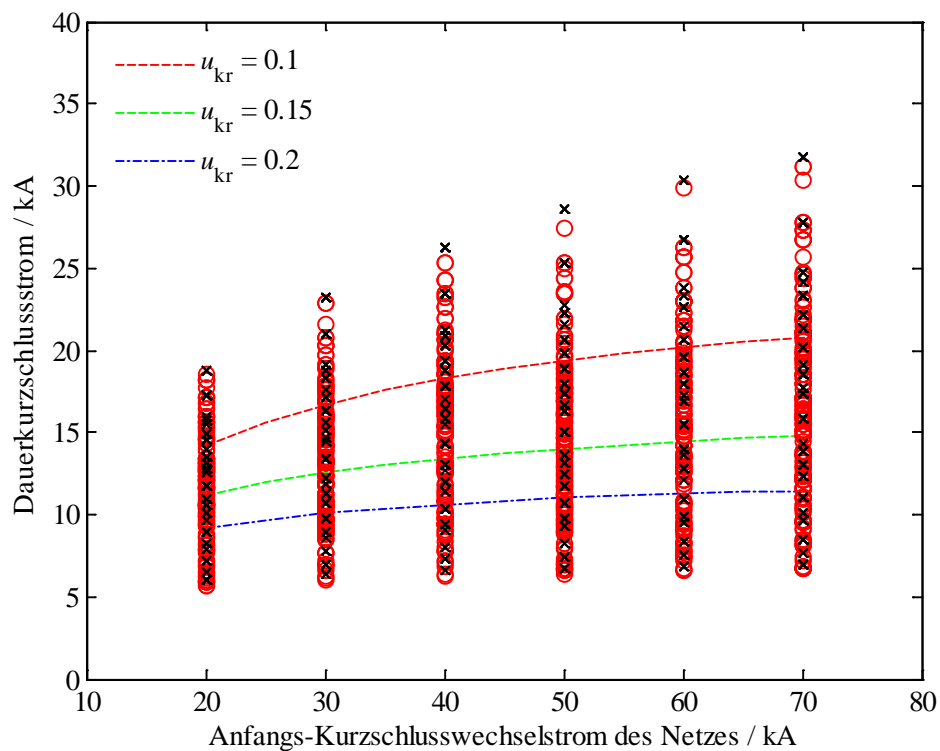


Abbildung 4.9 – Dauer-Kurzschlussstrom in Abhängigkeit des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms des Netzes und verschiedener Transformatorgrößen bei einem Kurzschluss am Stromrichteranschlusspunkt und im Netz

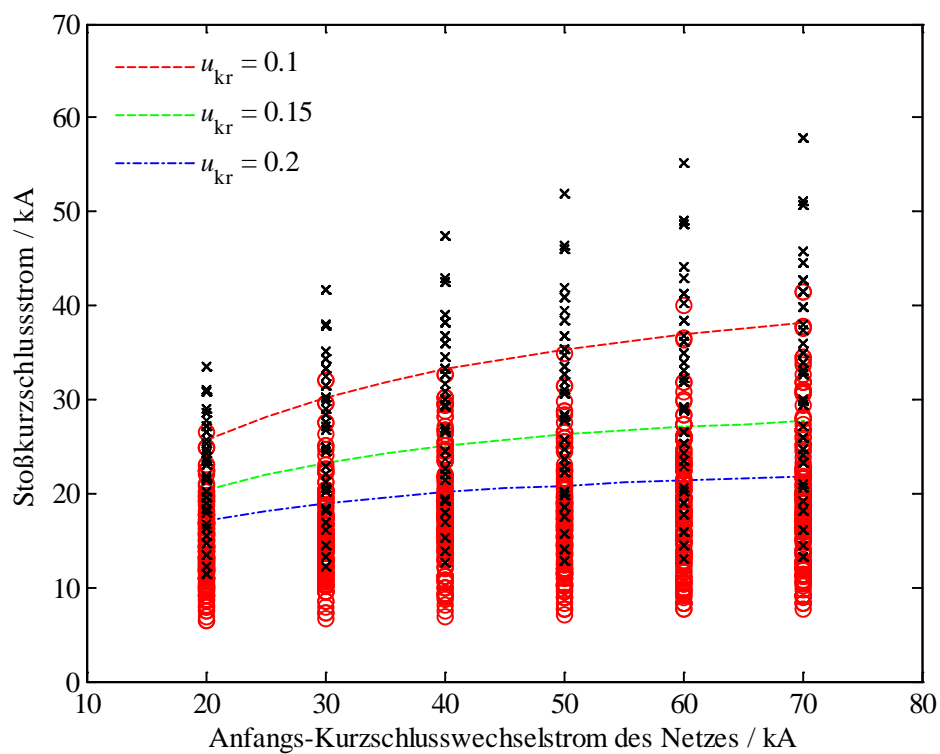


Abbildung 4.10 – Stoß-Kurzschlussstrom in Abhängigkeit des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms des Netzes und verschiedener Transformatorgrößen bei einem Kurzschluss am Stromrichteranschlusspunkt und im Netz

Im Folgenden soll am Beispiel eines Mehrpunktstromrichters (passiver Stromrichter) der Amplitudenbereich des Stoßkurzschlussstroms für verschiedene Variationsparameter und verschiedene Bemessungsspannungen aufgezeigt werden. Die Systemparameter und der Variationsbereich für ausgewählte Parameter sind in Tabelle 4.14 zusammengefasst. Die Bemessungsspannung des Transformators auf der Stromrichterseite wird mit Gleichung (4.12) berechnet. Für den Modulationsindex wird ein Wert von 0,7 angesetzt. Als Leitung wird das in Tabelle 4.10 aufgeführte 525-kV-XLPE-Kabel eingesetzt.

Tabelle 4.14 – Parameterbereich für die Bestimmung des Stoßkurzschlussstroms eines Mehrpunktstromrichters

Parameter	Wert
Nennspannung des Netzes U_n	380 kV
Betriebsspannung des Netzes U_b	400 kV
Spannungsfaktor c	1,1
Anfangs-Kurzschlusswechselstrom des Netzes I_k''	10, 30, ..., 70 kA
R/X-Verhältnis	0,05
Transformator-Übersetzungsverhältnis t_{rT}	400 kV/546 kV, (400 kV/349 kV)
relative Kurzschlussspannung u_{kr}	15 %
relative Transformatorverluste u_{Rr}	0,5 %
Bemessungsscheinleistung des Transformators S_{rT}	400...1500 MVA
Arminduktivität L_a	25 mH
Gleichspannung U_{DC}	500 kV (320 kV)
Leitungslänge l	0...300 km

In Abbildung 4.11 sind die Stoßkurzschlussströme des Mehrpunktstromrichters in Abhängigkeit der genannten Einflussgrößen dargestellt. In diesem Fall ist i_p auf der x-Achse und I_k'' auf der y-Achse aufgetragen. Die schwarzen Linien kennzeichnen den Amplitudenbereich von i_p für den jeweiligen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom bei einem Kurzschluss direkt am Stromrichteranschlusspunkt. Der Bereich ist durch die minimale und maximale Transformator-Bemessungsscheinleistung begrenzt. Da sich die Bemessungsscheinleistung umgekehrt proportional zur Transformatorimpedanz verhält, liegen die maximalen Stoßkurzschlussströme bei maximaler Bemessungsscheinleistung vor. Im Bereich schwächerer Netze fällt auf, dass die maximalen Amplituden stark abnehmen. Bei $I_k'' = 30$ kA beträgt $i_{pmax} = 21$ kA und bei $I_k'' = 10$ kA ist $i_{pmax} = 13$ kA. Der Grund hierfür ist, dass bei schwächeren Netzen die Impedanz des Netzes einen dominierenden Einfluss hat. Dies gilt insbesondere für das 500-kV-Netz, da aufgrund des Übersetzungsverhältnisses die Netzimpedanz mit dem Quadrat des Übersetzungsverhältnisses auf die Stromrichterseite bezogen wird und somit stärker ins Gewicht fällt.

Wird ein Kurzschluss in einer Entfernung von 300 km betrachtet, bei einer Bemessungsscheinleistung von S_{rTmax} , so findet – wie auch im vorangegangenen Beispiel – eine deutliche Reduktion des Stoßkurzschlussstroms statt. Dies ist durch die roten Markierungen gekennzeichnet.

In einem 320-kV-Netz treten deutlich höhere Amplituden auf, was durch die blau unterbrochenen Linien zu erkennen ist. In diesem Fall ergibt sich aufgrund von Gleichung (4.12) eine niedrigere Transformator-Bemessungsspannung auf der Stromrichterseite. Die Gesamtimpedanz auf der Drehstromseite ist dadurch kleiner, was größere Kurzschlussströme zur Folge hat.

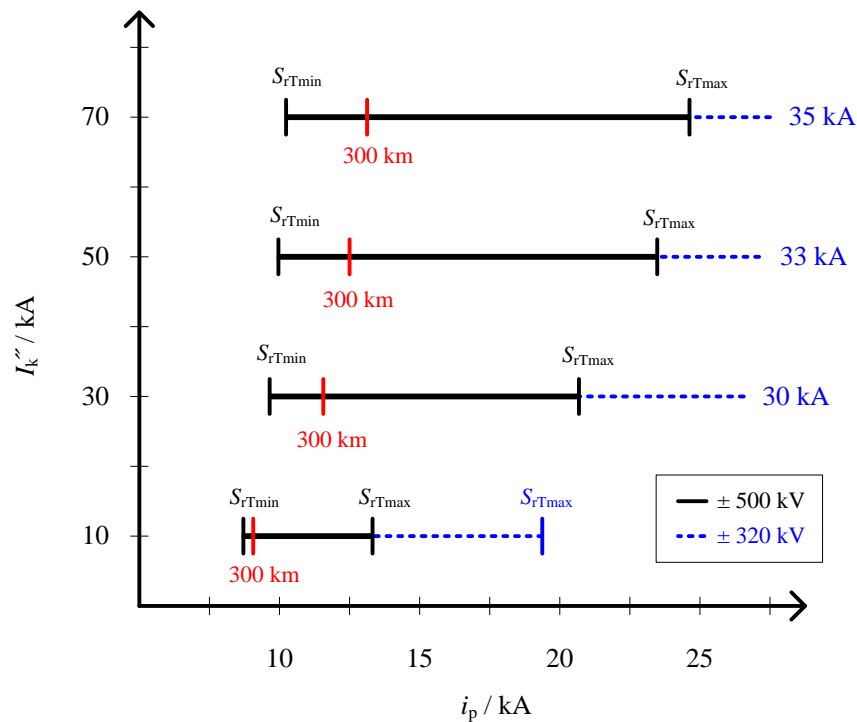


Abbildung 4.11 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms des Netzes für verschiedene Transformatormbemessungsscheinleistungen bei einer Gleichspannung von 500 kV und 320 kV

Die Arminduktivität hat grundsätzlich einen reduzierenden Effekt auf den Kurzschlussstrom. Da die Arminduktivität das Abklingverhalten der Diodenströme des Stromrichters beeinflusst, kann szenarioabhängig eine Vergrößerung des Kurzschlussstroms stattfinden. Auf diesen Punkt wird in Kapitel 5 noch einmal genauer eingegangen.

Aufbauend darauf soll im Folgenden der Einfluss verschiedener Faktoren am Beispiel eines radialen Gleichstromnetzes verdeutlicht werden. Hierfür wird ebenfalls ein Mehrpunktstromrichter zugrunde gelegt. Das radiale Gleichstromnetz mit drei Stromrichtern ist in Abbildung 4.12 zu sehen.

Die drei Stromrichter S1, S2 und S3 sind mit der Sammelschiene SS1 über die Leitungen L1, L2 und L3 verbunden. In der Darstellung tritt ein Kurzschluss auf Leitung L1 auf. Die Stromrichter speisen die Teil-Kurzschlussströme i_{k1} , i_{k2} und i_{k3} ein. An der Kurzschlussstelle fließt der Gesamt-Kurzschlussstrom i_k . Die Systemparameter sind zusammenfassend in Tabelle 4.15 aufgeführt. Die Stromrichter S1 und S2 werden aus Höchstspannungsnetzen gespeist und Stromrichter S3 aus einem Windpark. Stromrichter S3 ist nahezu direkt mit Sammelschiene SS1 verbunden. Die Stromrichter weisen eine monopolar-symmetrische Konfiguration auf. Die Leitungen werden als vereinfachtes π -Ersatzschaltbild nachgebildet, wobei die Queradmittanzen vernachlässigt werden. In den folgenden Unterkapiteln werden verschiedene Einflussfaktoren anhand dieses Gleichstromnetzes diskutiert.

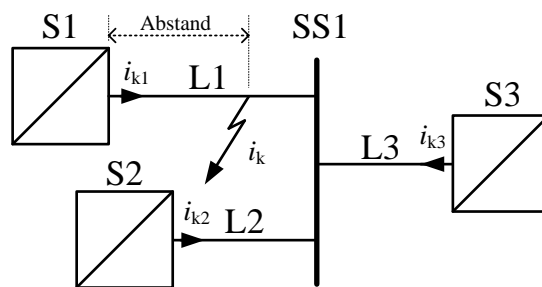


Abbildung 4.12 – Radiales Gleichstromnetz mit drei Stromrichtern

Tabelle 4.15 – Systemparameter des radialen Gleichstromnetzes

Netzeinspeisung (S1 / S2 / S3)	
Nennspannung des Netzes U_n	380 kV / 380 kV / 155 kV
Betriebsspannung de Netzes U_b	400 kV / 400 kV / 155 kV
Spannungsfaktor c	1,1 / 1,1 / 1,1
Anfangs-Kurzschlusswechselstrom des Netzes I_k^{\sim}	40 kA / 60 kA / 30 kA
R/X -Verhältnis	0,05 / 0,05 / 0,1
Stromrichtertransformator (S1 / S2 / S3)	
relative Kurzschlussspannung u_{kr}	15 % / 15 % / 15 %
Übersetzungsverhältnis t_{rT}	S1/2: 400 kV/546 kV S3: 155 kV/546 kV
Bemessungsscheinleistung S_{rT}	1200 MVA / 1200 MVA / 1200 MVA
relative Verluste u_{Rr}	0,5 % / 0,5 % / 0,5 %
Stromrichter (S1 / S2 / S3)	
Bemessungsscheinleistung S_{rS}	1200 MVA / 1200 MVA / 1200 MVA
Arminduktivität L_a	25 mH / 25 mH / 25 mH
Modulationsindex m	0,7 / 0,7 / 0,7
Gleichstromnetz	
Gleichspannung U_{DC}	± 500 kV
Leitungstyp	525-kV-XLPE-Kabel (Tabelle 4.10)
Leitungslänge $l_{1,2,3}$	150 km / 150 km / 0,1 km

4.6.1 Fehlerort

In Kapitel 4.4.6 wird die Bedeutung des Fehlerorts hinsichtlich der Höhe des Kurzschlussstroms beschrieben. Demnach treten bei einer einzelnen Quelle – wie auch im vorangegangenen Abschnitt gezeigt – die höchsten Kurzschlussströme bei einem Kurzschluss am Stromrichteranschlusspunkt auf. In einem Netz wiederum hängt der Fehlerort, an dem die maximalen Kurzschlussströme zu erwarten sind, von den Eigenschaften der einzelnen Stromrichter ab.

Für das beschriebene Netz aus Abbildung 4.12 werden nun für verschiedene Fehlerorte auf den Leitungen L1, L2 bzw. L3 jeweils die Stoß- und Dauerkurzschlussströme an der Kurzschlussstelle bestimmt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4.13 und Abbildung 4.14 dargestellt. Die einzelnen Funktionen kennzeichnen die Amplituden, die der Kurzschlussstrom bei Kurzschluss auf der entsprechenden Leitung aufweist. Der auf der x-Achse aufgetragene Abstand in Kilometer stellt die Entfernung zwischen Anschlusspunkt des jeweiligen Stromrichters und der Fehlerstelle dar.

In Abbildung 4.13a und Abbildung 4.14a sind die Amplituden aus dem Originalnetz zu sehen, in dem die Leitung L3 eine Länge von 0,1 km hat. Aus diesem Grund sind die Amplituden bei Kurzschluss auf L3 nur konzentriert hervorgehoben (blaue Funktion), da der maximale Ab-

stand zwischen Stromrichter und Fehlerort 0,1 km beträgt. Auffällig beim Stoßkurzschlussstrom in Abbildung 4.13a ist der u-förmige Verlauf. Bei einem Kurzschluss direkt am Stromrichteranschlusspunkt (Abstand ≈ 0 km) treten sehr hohe Kurzschlussströme auf, da der betroffene Stromrichter seinen maximalen Kurzschlussstrom liefert. Die Beiträge der anderen Stromrichter sind geringer, weil durch die Parameter der Leitungen die Amplituden gedämpft werden. In diesem Szenario tritt die maximale Amplitude bei einem Kurzschluss direkt am Anschlusspunkt von Stromrichter S2 auf, da dieser aus dem stärksten Netz gespeist wird.

Stromrichter S3 wird aus einem schwächeren Netz gespeist, weswegen dessen Teil-Stoßkurzschlussstrom im Vergleich geringer ist. Da bei einem Kurzschluss auf Leitung L3 kein bzw. ein vernachlässigbar geringer, gemeinsamer Kurzschlusspfad vorliegt (s. a. Kapitel 4.4.2), liegt keine wechselseitige Beeinflussung zwischen Stromrichter S1 und S2 vor. Die Beiträge dieser beiden Stromrichter sind daher größer, wodurch der Stoßkurzschlussstrom bei einem Kurzschluss auf Leitung L3 relativ hoch ist. Wird der Abstand zwischen dem Stromrichter S1 bzw. S2 und dem Fehlerort erhöht, nehmen die Stoßkurzschlussströme ab, da die Amplituden der direkt betroffenen Stromrichter aufgrund der Leitungsparameter überproportional stark reduziert werden. Die Beiträge der anderen Stromrichter nehmen zu, da der Abstand zwischen deren Anschlusspunkt und Fehlerort kleiner wird, was sich in der Zunahme der Amplitude nach Erreichen des Minimums bemerkbar macht.

In einem zweiten Szenario in Abbildung 4.13b hat Leitung L3 stattdessen eine Länge von 100 km. Durch diese Veränderung reduziert sich deutlich der Stoßkurzschlussstrom bei einem Kurzschluss am Anschlusspunkt von Stromrichter S3, da die Beiträge der Stromrichter S1 und S2 durch den höheren Abstand und durch den gemeinsamen Kurzschlusspfad geringer sind. Zudem fällt auf, dass die Stoßkurzschlussströme bei einem Kurzschluss am Anschlusspunkt von Stromrichter S1 bzw. S2 sich nur geringfügig verändern. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Stoßkurzschlussstrom von Stromrichter S3 bereits im vorangegangenen Szenario stark gedämpft ist, wodurch der Stoßkurzschlussstrom dem Dauerkurzschlussstrom entspricht. Durch die Leitungsverlängerung hat sich dessen Beitrag nur geringfügig verkleinert. Eine auffällige Reduktion ist bei einem Kurzschluss in der Nähe von Sammelschiene SS1 zu erkennen, was auf den geringeren Stoßkurzschlussstrom von Stromrichter S3 zurückzuführen ist.

Die Dauerkurzschlussströme verhalten sich in Abhängigkeit des Fehlerorts ähnlich wie die Stoßkurzschlussströme (Abbildung 4.14). Der Unterschied zwischen Minimum und Maximum ist jedoch geringer, da stationär nur der Widerstand der Leitungen im Gleichstromnetz den Dauerkurzschlussstrom beeinflusst. Die Wechselwirkung zwischen den Stromrichtern im Fall eines gemeinsamen Kurzschlusspfads hat hier ebenfalls eine Reduktion des Dauerkurzschlussstroms zur Folge.

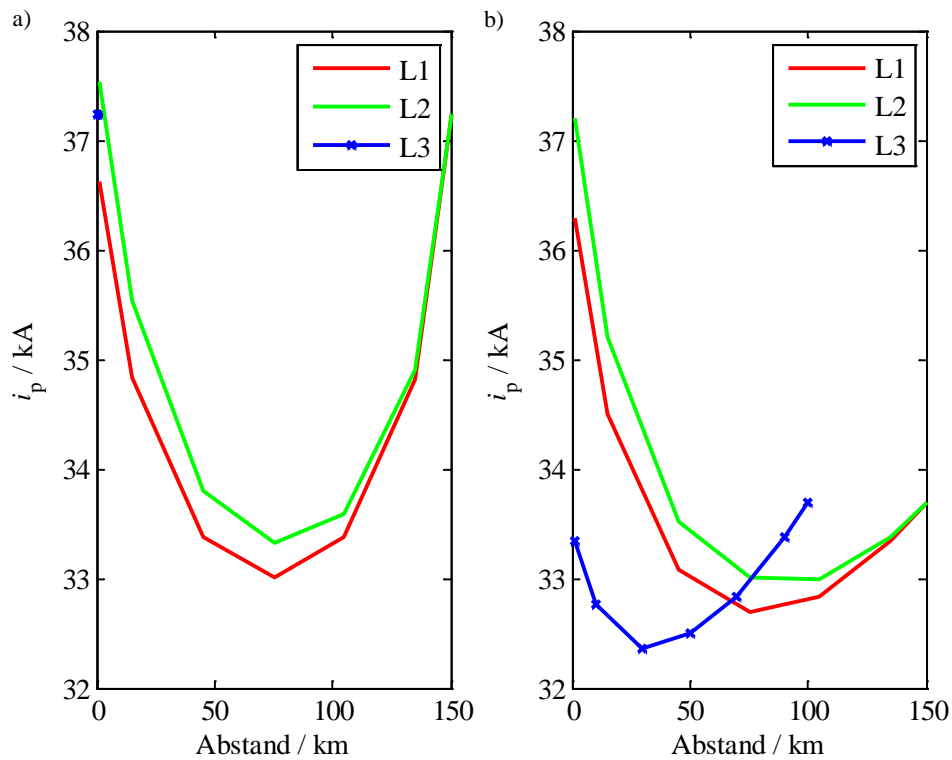


Abbildung 4.13 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Fehlerorts:

a) $l_3 = 0,1$ km

b) $l_3 = 100$ km

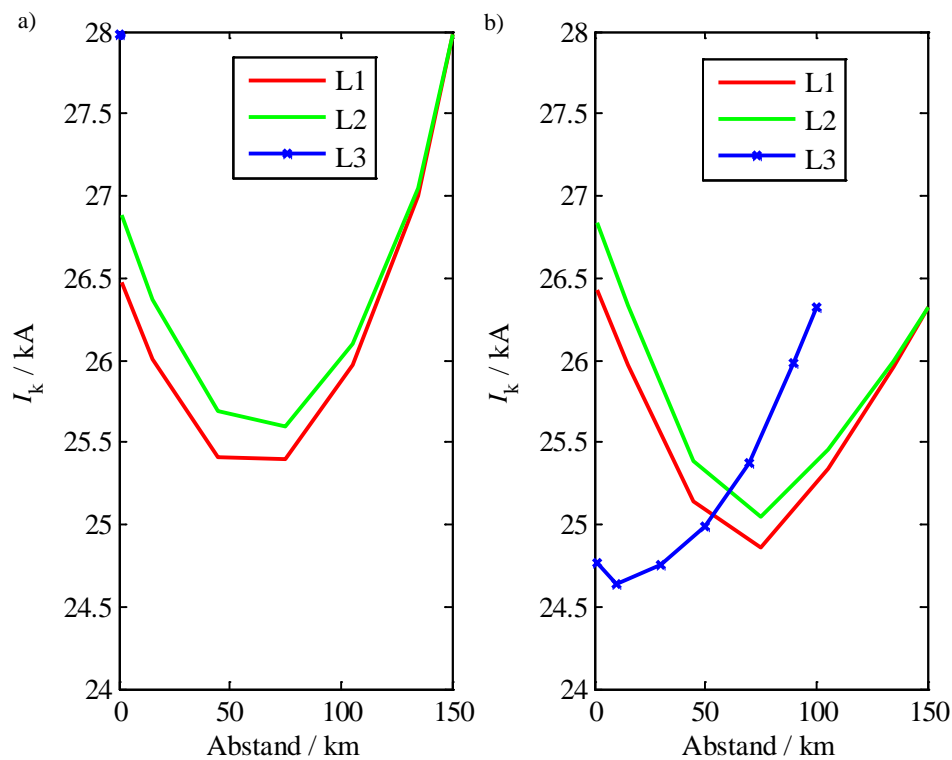


Abbildung 4.14 – Dauerkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Fehlerorts:

a) $l_3 = 0,1$ km

b) $l_3 = 100$ km

4.6.2 Stromrichterkonfiguration

Die Stromrichter aus dem Referenzmodell weisen eine monopolar-symmetrische Konfiguration auf. Wie in Kapitel 4.3.2 beschrieben, sind auch andere Konfigurationen, wie beispielsweise eine bipolare Stromrichterkonfiguration, denkbar. Für diesen Fall werden zwei Stromrichterbrücken über zwei Transformatoren bzw. einen Dreiwicklungstransformator aus dem gleichen Netz gespeist. Die beiden Brücken sind gleichstromseitig in Reihe geschaltet, wobei der Mittelpunkt zwischen den Brücken geerdet ist.

Abbildung 4.15 zeigt den Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Abstands zwischen Stromrichteranschlusspunkt und Kurzschlussstelle für verschiedene Stromrichterkonfigurationen. In diesem Fall wird ausschließlich ein Kurzschluss auf Leitung L2 betrachtet, da dieser zu den maximalen Stoßkurzschlussströmen führt. Die blaue Funktion gibt den Stoßkurzschlussstrom aus dem Referenznetz mit monopolar-symmetrischen Stromrichtern an. In einem Netz mit bipolaren Stromrichtern, die von Transformatoren gespeist werden, welche die gleichen Bemessungsscheinleistungen aufweisen wie die Transformatoren aus dem Referenznetz, ergeben sich die Amplituden entsprechend der rot-unterbrochenen Funktion. Die Stoßkurzschlussströme sind in diesem Fall geringer, was auf den Einfluss des speisenden Netzes zurückzuführen ist. Nach Gleichung (4.8) wird die auf die Stromrichterseite bezogene Netzimpedanz mit dem Faktor 2 multipliziert, da beide Brücken aus dem gleichen Netz gespeist werden. Die Gesamtimpedanz der Drehstromseite wird dadurch größer, weswegen sich der Kurzschlussstrom verringert.

Wird das Netz mit einem unendlich hohen Anfangs-Kurzschlusswechselstrom berücksichtigt (starres Netz, $Z_{Qt} = 0$), sind bei gleicher Transformator-Bemessungsscheinleistung die resultierenden Stoßkurzschlussströme der bipolaren (rote Kreuze) und monopolen (blau-unterbrochene Funktion) Konfiguration gleich groß. Die Stoßkurzschlussströme sind in diesem Fall deutlich größer, da alle drei Netze unendlich stark sind. Dies wirkt sich insbesondere auf den Kurzschlussstrombeitrag von Stromrichter S3 aus, da dieser ursprünglich aus dem schwächsten Netz gespeist wird.

Generell wird bei der bipolaren Konfiguration die zu übertragende Leistung gleichmäßig auf beide Transformatoren verteilt. Daher müssen diese im Vergleich zum Transformator aus der monopolen Konfiguration nur für die halbe Scheinleistung ausgelegt werden. Für diesen Fall sind in der Abbildung die Amplituden für die verschiedenen Fehlerorte als rote Kreise gekennzeichnet. Aufgrund der höheren Transformatorimpedanz sind die Amplituden deutlich reduziert.

Für die Dauerkurzschlussströme ergibt sich prinzipiell die gleiche Abhängigkeit, da beide Kenngrößen zueinander proportional sind.

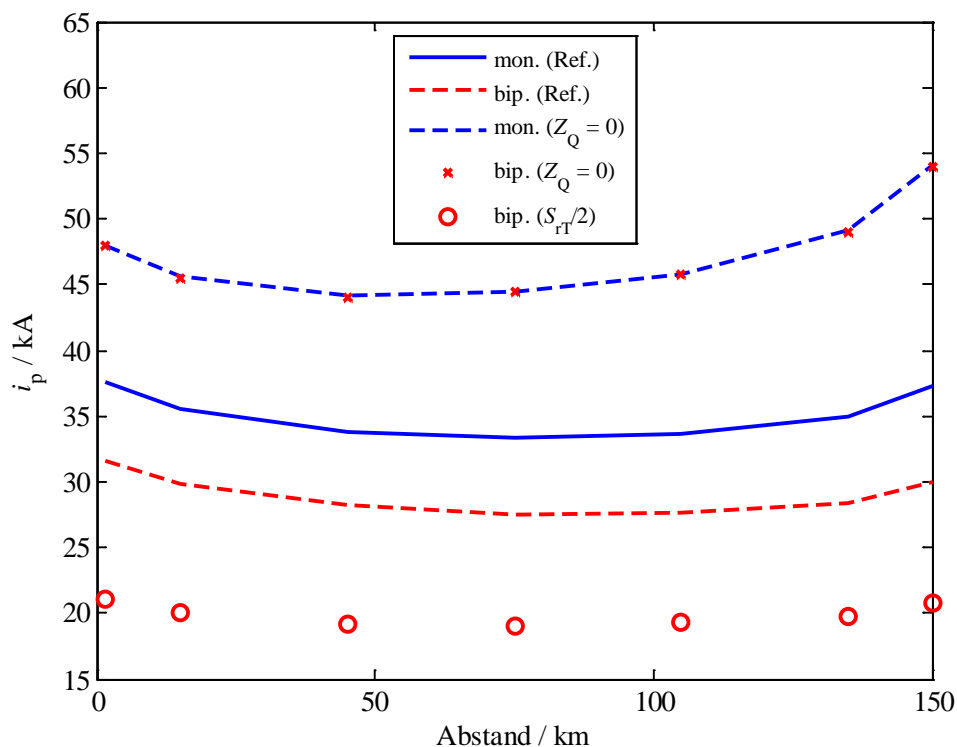


Abbildung 4.15 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Abstands zwischen Anschlusspunkt und Fehlerort für verschiedene Stromrichterkonfigurationen mit Einspeisungen aus dem Referenznetz (Ref.), idealen Einspeisungen ($Z_Q = 0$) und mit unterschiedlichen Transformator-Bemessungsscheinleistungen ($S_{rT}/2$)

4.6.3 Netztopologien

Das Referenznetz besteht aus drei Stromrichterstationen, die radial miteinander verbunden sind. Dieses 3-Stationen-Netz könnte beispielsweise durch den Anschluss einer existierenden Punkt-zu-Punkt-Verbindung an Sammelschiene SS1 zu einem 5-Stationen-Netz erweitert werden. Dabei wird vorausgesetzt, dass beide Systeme die gleiche Bemessungsspannung aufweisen und dass die Leitungen durch den Zusammenschluss im Normalbetrieb nicht überlastet werden.

Abbildung 4.16 zeigt dazu ein mögliches Szenario mit den zusätzlichen Stromrichterstationen S4 und S5, die über die Leitung L5 miteinander verbunden sind. Die Verbindung mit dem Gleichstromnetz wird über die Leitung L4 hergestellt. Die Leitungen L4 und L5 sind wie die anderen Leitungen bemessen und haben eine Leitungslänge von 100 km bzw. 200 km. Stromrichter S5 wird aus einem Höchstspannungsnetz mit einem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom von 40 kA und Stromrichter S4 aus einem Windpark mit einem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom von 20 kA gespeist. Die übrigen Betriebsmittelparameter entsprechen denen der anderen Stationen, welche aus Tabelle 4.15 zu entnehmen sind.

In Abbildung 4.17 sind die resultierenden Stoßkurzschlussströme in Abhängigkeit des Fehlerorts auf Leitung L2 für verschiedene Netzerweiterungen dargestellt. Für das Referenznetz ergeben sich die durch die blaue Funktion gekennzeichneten Amplituden. Wird das Netz zu einem 5-Stationen-System erweitert sind die Amplituden deutlich höher (rote Funktion), da

zwei zusätzliche Stationen einen Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern. Im Vergleich zu den anderen Stationen ist der Beitrag von den Stromrichtern S4 und S5 mit ungefähr 10 kA relativ gering. Dies ist auf den großen Abstand zwischen dem Anschlusspunkt von Stromrichter S5 und der Fehlerstelle zurückzuführen, wodurch der Kurzschlussstrom stark gedämpft ist und eine hohe Anstiegszeit aufweist. Zusätzlich wird Stromrichter S4 aus einem schwächeren Netz gespeist, wodurch dessen Beitrag grundsätzlich geringer ist.

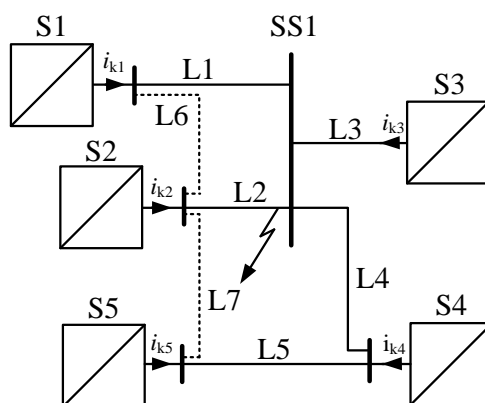


Abbildung 4.16 – Radiales Gleichstromnetz mit fünf Stromrichtern (Erweiterung zu einem vermaschten Netz mit den Leitungen L6 und L7)

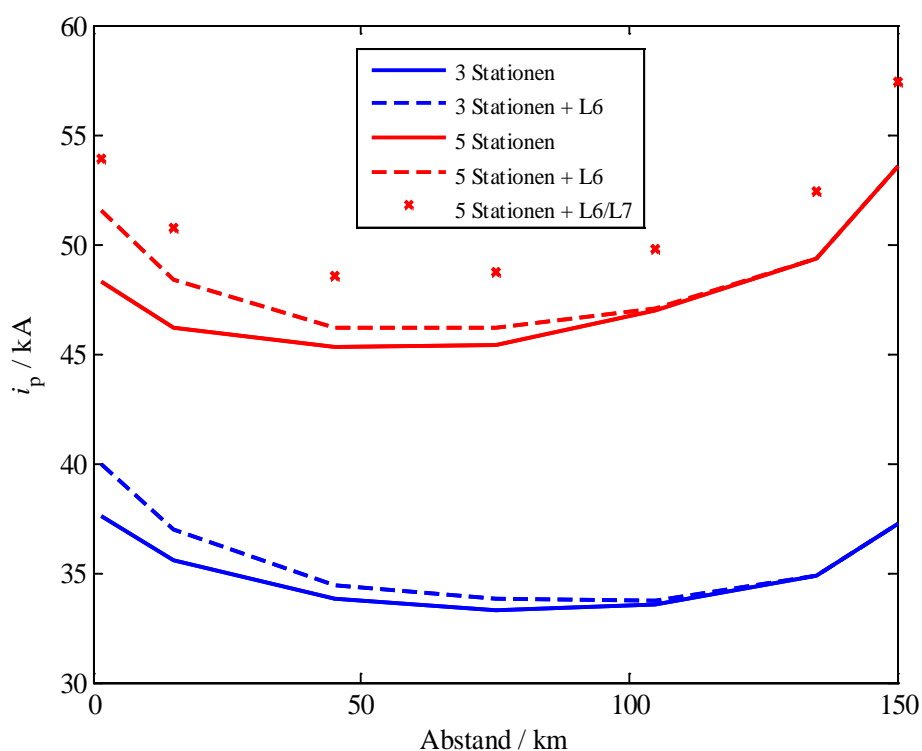


Abbildung 4.17 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Abstands zwischen Anschlusspunkt von Stromrichter S2 und Fehlerort für verschiedene Netztopologien

Die Zuverlässigkeit von Gleichstromnetzen kann erhöht werden, in dem durch zusätzliche Leitungsverbindungen eine vermaschte Struktur hergestellt wird. Eine mögliche Erweiterung wäre die Verbindung von Stromrichter S1 mit S2 über Leitung L6. Bei einer Leitungslänge von 100 km ergibt sich die blau-unterbrochene Funktion für das 3-Stationen-Netz und die rot-unterbrochene Funktion für das 5-Stationen-Netz in Abbildung 4.17. Durch die zusätzliche Leitung ergeben sich in beiden Fällen höhere Amplituden insbesondere bei Kurzschlüssen in der Nähe von Stromrichter S2. Dies ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass durch die Erweiterung der Teil-Kurzschlussstrom i_{kl} von Stromrichter S1 größer wird, da der elektrische Abstand zwischen dessen Anschlusspunkt und der Fehlerstelle sich verkürzt. Die äquivalente Impedanz aus Sicht von Stromrichter S1 wird durch Leitung L6 verkleinert, da bezüglich der Fehlerstelle Leitung L6 parallel zu den Leitungen L1 und L2 (ursprünglicher Kurzschlusspfad) liegt. Durch eine zusätzliche Leitung L7 ($l_7 = 200$ km) zwischen den Stromrichtern S2 und S5 treten noch höhere Amplituden auf, was an den bereits genannten Gründen liegt.

4.6.4 Stromrichtertyp

Für das Referenznetz wird ein Mehrpunktstromrichter zugrunde gelegt, welcher sich im blockierten Zustand durch zusätzliche Arminduktivitäten von der Sechspulsbrücke unterscheidet. Die Arminduktivitäten haben generell einen reduzierenden Effekt auf den Kurzschlussstrom. Unter gewissen Bedingungen (große Arminduktivität und kleiner Gleichstromwiderstand) kann gegenüber der einfachen Sechspulsbrücke auch eine Erhöhung des Kurzschlussstroms auftreten, worauf ausführlich in Kapitel 5 eingegangen wird.

In Abbildung 4.18a sind die auftretenden Stoßkurzschlussströme in Abhängigkeit des Abstands zwischen Stromrichter S2 und Fehlerort bei einem Kurzschluss auf Leitung L2 für verschiedene Arminduktivitäten dargestellt. Im Referenznetz haben die Stromrichter eine Arminduktivität von 25 mH. Die entsprechenden Amplituden sind durch die blaue Funktion gekennzeichnet. Wird die Induktivität verdoppelt, reduziert sich der Stoßkurzschlussstrom um etwa 3,5 kA (6,7 %). Bei einer Halbierung der Arminduktivität erhöht sich der Kurzschlussstrom um etwa 2 kA (5,3 %). Zusätzlich sind die resultierenden Stoßkurzschlussströme bei der Verwendung von Sechspulsbrücken als rote Funktion dargestellt. Die Amplituden liegen für diesen Stromrichtertyp grundsätzlich über denen der Mehrpunktstromrichter außer bei Kurzschlüssen in der Nähe von Stromrichteranschlusspunkten. Da der Gleichstromwiderstand zwischen Anschlusspunkt und Fehlerstelle in diesem Fall sehr gering ist, klingen die Diodenströme bei Mehrpunktstromrichtern langsamer ab. Der resultierende Teil-Kurzschlussstrom des Stromrichters, der sich aus der Überlagerung der Diodenströme ergibt, ist dadurch höher.

Zweipunktstromrichter haben gegenüber der einfachen Sechspulsbrücke zusätzliche Kondensatoren auf der Gleichstromseite. Bei Kurzschluss wird dem Stromrichterstrom eine Entladestrom des Kondensators überlagert. In Abbildung 4.18b sind die Stoßkurzschlussströme bei

der Verwendung von Zweipunktstromrichtern für verschiedene Kondensatorkapazitäten zu sehen. Durch die Entladung treten bei diesem Stromrichtertyp im Vergleich zum Mehrpunktstromrichter sehr große Amplituden auf. Je höher die Kapazität des Kondensators desto höher der resultierende Kurzschlussstrom. In der Nähe eines Stromrichteranschlusspunkts sind die auftretenden Amplituden extrem hoch, da der Entladestrom aufgrund der geringen Leitungspareparameter nur eine sehr schwache Dämpfung erfährt. Der Stoßkurzschlussstrom bei der ausschließlichen Verwendung von Sechspulsbrücken stellt in diesem Fall die Untergrenze dar (rote Funktion).

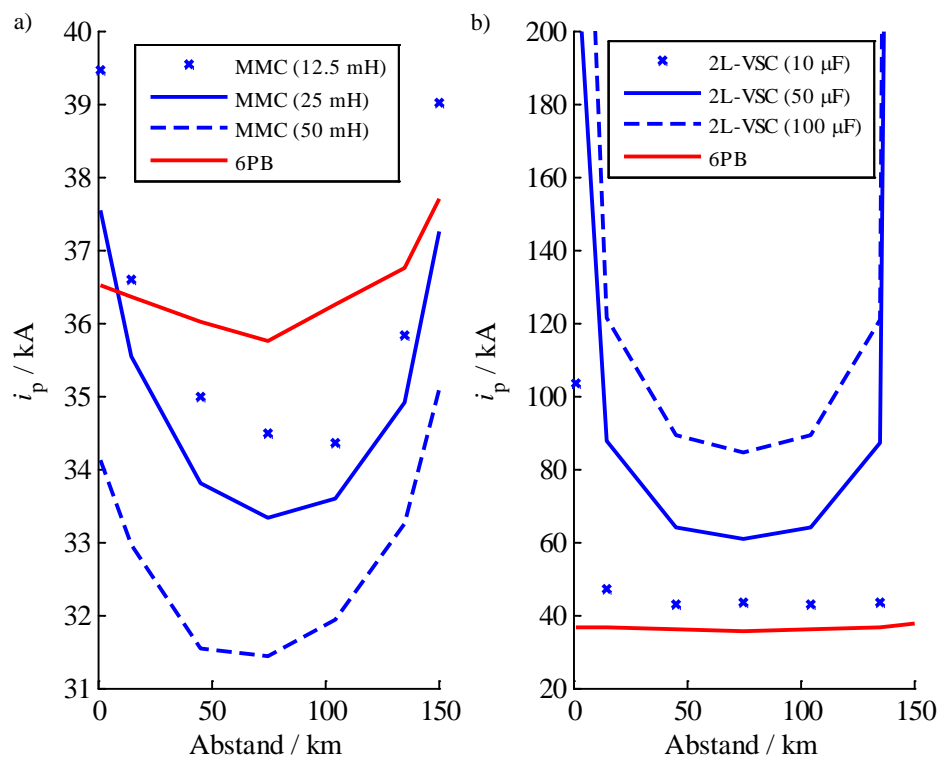


Abbildung 4.18 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Abstands zwischen Anschlusspunkt von Stromrichter S2 und Fehlerort für verschiedene Stromrichtertypen:

a) Mehrpunktstromrichter (MMC) bei variabler Arminduktivität und Sechspulsbrücke (6PB)

b) Zweipunktstromrichter (2L-VSC) bei variablem Gleichstromkondensator und Sechspulsbrücke (6PB)

4.6.5 Leitungstyp

In diesem Abschnitt wird verdeutlicht, inwiefern der Leitungstyp Einfluss auf den resultierenden Stromrichterkurzschlussstrom nimmt. Dabei werden Leitungsentladungen nicht berücksichtigt.

Im Referenznetz sind die Stromrichter über 525-kV-XLPE-Kabel miteinander verbunden. Eine Alternative zu Kabeln bieten Freileitungen, die speziell bei HGÜ-Systemen eingesetzt werden, welche bei hohen Spannungen Leistungen über sehr große Distanzen übertragen. Durch die Unterschiede im physikalischen Aufbau zwischen den beiden Leitungstypen weichen die elektrischen Parameter teilweise stark voneinander ab (vgl. Tabelle 4.8/Tabelle 4.9 mit

Tabelle 4.11/Tabelle 4.12). Dies hat direkte Auswirkungen auf den resultierenden Kurzschlussstrom, der vor allem im transienten Bereich durch die Parameter der Leitung bestimmt wird.

In Kapitel 3 werden verschiedene Leitungsmodelle vorgestellt, die je nach Anwendung das elektrische Verhalten der realen Leitung mehr oder weniger genau wiedergeben. Ein sehr akkurates Modell ist das frequenzabhängige Leitungsmodell, das auf einer Stromquellenersatzschaltung basiert [67]. Das Übertragungsverhalten wird durch die Ausbreitungskonstante und den Wellenwiderstand der Leitung berücksichtigt. Da dieses Modell einen numerischen Berechnungsansatz zugrunde legt, ist es ungeeignet für die direkte Berechnung von Kurzschlussströmen. Ein vereinfachtes Modell mit konzentrierten Parametern hat den Vorteil, dass dessen Leitungsparameter direkt in den Berechnungsansatz einfließen. Die Leitungsparameter müssen jedoch für eine bestimmte Frequenz berechnet werden, so dass im transienten Bereich die Ergebnisse nicht so akkurat sind wie beim frequenzabhängigen Leitungsmodell.

In Abbildung 4.19 sind die Stoßkurzschlussströme in Abhängigkeit des Abstands zwischen Anschlusspunkt von Stromrichter S2 und Fehlerort für das Referenznetz mit Kabeln bzw. Freileitungen dargestellt. Die Freileitung weist die Bemessungsgrößen nach Tabelle 4.7 auf (Typ 2). Die Leitungen werden zum einen als äquivalentes Leitungsmodell mit konzentrierten Parametern (äqu.) und zum anderen als frequenzabhängiges Leitungsmodell (freq.) berücksichtigt. Beim vereinfachten Leitungsmodell werden die Queradmittanzen vernachlässigt. Beide Leitungstypen sind als bipolare Leitungsanordnung mit Hin- und Rückleitung modelliert. Stromrichter S3 wird in diesem Beispiel aus einem Höchstspannungsnetz mit den Parametern nach Tabelle 4.15, einem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom von 40 kA und einem R/X -Verhältnis von 0,1 gespeist. Leitung L3 weist eine Länge von 100 km auf.

In der Abbildung ist zu erkennen, dass der Stoßkurzschlussstrom im Kabelnetz deutlich höher als der im Freileitungsnetz ist. Dies ist im Wesentlichen auf die höhere Induktivität der Freileitung zurückzuführen. Die Ergebnisse im Freileitungsnetz sind für beide Leitungsmodelle in etwa gleich. Das ist unter anderem darin begründet, dass die Parameter der bipolaren Freileitung fast unabhängig von der Frequenz sind. Die Stoßkurzschlussströme im Kabelnetz sind bei der Verwendung des vereinfachten Leitungsmodells geringfügig höher als die bei der Verwendung des frequenzabhängigen Leitungsmodells, was mit der höheren Frequenzabhängigkeit der Kabelparameter zusammenhängt (vgl. Tabelle 4.11 und Tabelle 4.12).

Da die Abweichungen zwischen den Stoßkurzschlussströmen aus beiden Ansätzen verhältnismäßig gering sind ($\Delta i_p/i_p < 5\%$) und das vereinfachte Leitungsmodell höhere Ergebnisse liefert, kann aus Sicht der Kurzschlussstromberechnung grundsätzlich das vereinfachte Leitungsmodell verwendet werden.

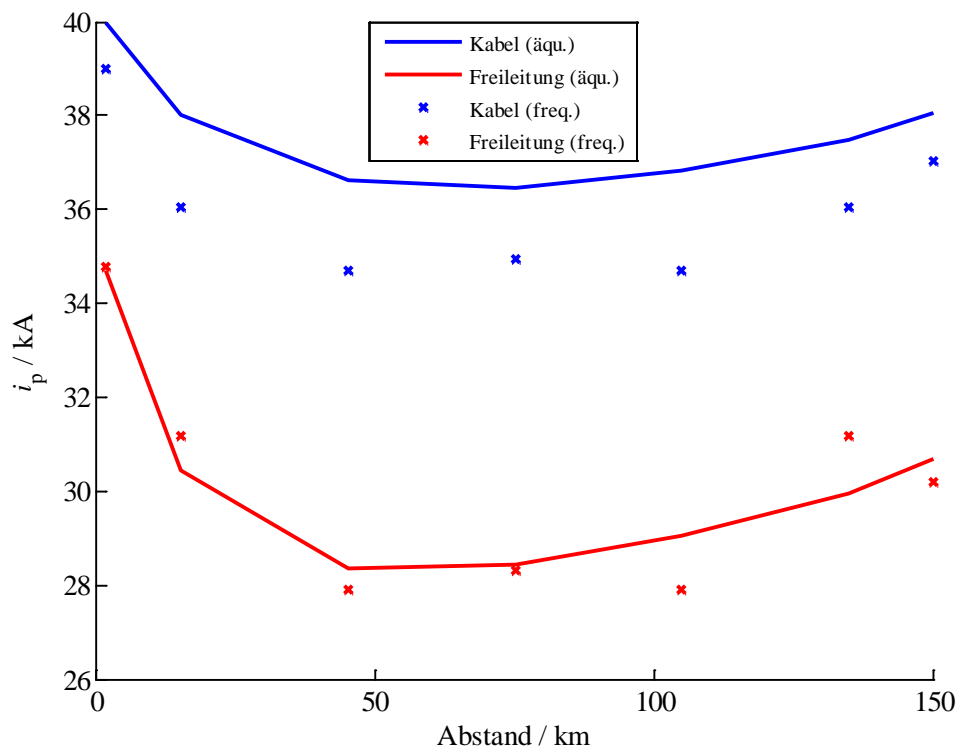


Abbildung 4.19 – Stöckkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Abstands zwischen Anschlusspunkt von Stromrichter S2 und Fehlerort für verschiedene Leitungstypen und Leitungsmodelle

4.7 Zusammenfassung

Der zeitliche Verlauf des Kurzschlussstroms im Gleichstromnetz kann durch charakteristische Kurzschlussstrom-Kenngrößen beschrieben werden. Diese sind: Stöckkurzschlussstrom i_p , Dauerkurzschlussstrom I_k , Zeit bis zum Stöckkurzschlussstrom t_p , Zeit bis zum Dauerkurzschlussstrom t_k und Anfangssteilheit di_k/dt . Die Ausprägung dieser Kenngrößen hängt von verschiedenen Faktoren ab.

In diesem Kapitel werden diese Faktoren drei Bereichen zugeordnet: *Drehstromnetz*, *Stromrichterstation* und *Gleichstromnetz*. Tabelle 4.16 gibt eine Übersicht zu den drei Bereichen und den dazugehörigen Faktoren.

Generell beziehen sich diese Faktoren auf die Spannung, den Strom oder die Impedanz des Drehstrom- oder Gleichstromnetzes. Faktoren wie bspw. *Netztopologie* und *Fehlertyp* bestimmen indirekt die wirksame Impedanz auf der Gleichstromseite, da durch sie der Kurzschlusspfad festgelegt wird. Die Spannungen auf der Drehstrom- und Gleichstromseite sind hingegen direkt proportional zum Kurzschlussstrom.

Tabelle 4.16 – Einflussfaktoren, die den Kurzschlussstrom auf der Gleichstromseite bestimmen

Drehstromnetz	Stromrichterstation	Gleichstromnetz
Netzeinspeisung: <ul style="list-style-type: none"> - Netznominalspannung - Anfangs-Kurzschlusswechselstrom - R/X-Verhältnis 	Stromrichtertechnologie: <ul style="list-style-type: none"> - netzgeführt - selbstgeführt <ul style="list-style-type: none"> • Zweipunktstr. • Mehrpunktstr. 	Leitungstechnologie: <ul style="list-style-type: none"> - Freileitung (Geometrie, Material, Konfiguration) - Kabel (Geometrie, Material, Konfiguration)
Kurzschlusszeitpunkt: <ul style="list-style-type: none"> - tagesabhängig (Anfangs-Kurzschlusswechselstrom) - Phasenlage der treibenden Spannung 	Stromrichterkonfiguration: <ul style="list-style-type: none"> - monopolar (symmetrisch, asymmetrisch) - bipolar 	Netztopologie: <ul style="list-style-type: none"> - radial - vermascht
	Stromrichtertransformator: <ul style="list-style-type: none"> - Bemessungsspannung (stromrichterseitig) - Bemessungsscheinleistung - relative Kurzschlussspannung - Verluste 	Betriebsspannung: <ul style="list-style-type: none"> - Entladung von Filtern - Entladung von Leitungen - Auslegung der Betriebsmittel
	Stromrichterreaktanz: <ul style="list-style-type: none"> - Bemessungsspannung (stromrichterseitig) - Bemessungsscheinleistung - relative Kurzschlussspannung 	Anfangswert des Stroms: <ul style="list-style-type: none"> - Momentanwert des Gleichstroms/Drehstroms zum Kurzschlusszeitpunkt
	Glättungsdrossel: <ul style="list-style-type: none"> - minimale/maximale Induktivität 	Fehlertyp: <ul style="list-style-type: none"> - Leiter-Erde Kurzschluss - Leiter-Leiter Kurzschluss
	Gleichstromfilter und Kondensatoren: <ul style="list-style-type: none"> - Filterkonfiguration - minimale/maximale Kapazitäten 	Fehlerort: <ul style="list-style-type: none"> - stromrichternah - stromrichterfern - Knotenpunkt

Die Faktoren haben einen unterschiedlich starken Einfluss auf den Kurzschlussstrom. Kann der Einflussfaktor als Impedanz ausgedrückt werden, ist eine quantitative Beurteilung möglich, die sich am Parameterbereich der jeweiligen Impedanz orientiert. Die entsprechenden Impedanzen werden für die *Netzeinspeisung*, den *Stromrichtertransformator*, die *Stromrichterreaktanz* und die *Leitungstechnologien* bestimmt. Die Berechnung ist an der Dimensionierung aktueller und zukünftiger HGÜ-Systeme angelehnt.

Die quantitative Bewertung verschiedener Einflussfaktoren hat gezeigt, dass die Impedanz des Stromrichtertransformators den Kurzschlussstrom hauptsächlich begrenzt, da diese die Impedanz der Drehstromseite bestimmt. Dieses gilt insbesondere für stärkere Netze. Die Impedanz der Einspeisung ist bei schwächeren Netzen von Bedeutung, da sie den Kurzschlussstrom stark reduziert. Ist das Spannungsniveau auf der Netzseite niedriger als auf der Stromrichterseite, wirkt sich die Netzimpedanz stärker auf den Kurzschlussstrom aus.

Die Spannung im Gleichstromnetz bestimmt das Übersetzungsverhältnis des Stromrichtertransformators. Da die Impedanz des Transformators direkt proportional zum Quadrat der Bemessungsspannung auf der Stromrichterseite ist, treten in Netzen mit geringerer Gleichspannung (geringere Transformator-Bemessungsspannung) höhere Kurzschlussströme auf.

Die höchsten Kurzschlussströme sind direkt am Anschlusspunkt von Stromrichtern zu erwarten, die aus sehr starken Netzen gespeist werden. Dies gilt sowohl für einzelne Stromrichter als

auch für Netze. Findet ein Kurzschluss im Netz bzw. auf einer Leitung statt, reduzieren die Leitungsparameter zusätzlich den Kurzschlussstrom von Stromrichtern.

Der Kurzschlussstrom im Netz steigt mit zunehmender Anzahl an Stromrichterstationen. Ausschlaggebend sind dabei die Eigenschaften der einzelnen Stationen und der Abstand zwischen den Stationen. In vermaschten Netzen sind – unter Voraussetzung gleicher Stromrichter, gleicher Leitungstypen und gleich großer Ausdehnung – höhere Kurzschlussströme zu erwarten als in radialen Netzen, da sich durch die Vermaschung die äquivalente Impedanz des Gleichstromnetzes reduziert.

Der Zweipunktstromrichter zeichnet sich durch große Kondensatoren auf der Gleichstromseite aus, die bei einem Kurzschluss einen wesentlichen Beitrag zum Kurzschlussstrom liefern. Dies gilt insbesondere für stromrichternahe Kurzschlüsse. Der Mehrpunktstromrichter hat zusätzliche Arminduktivitäten, die den Kurzschlussstrom begrenzen. Gegenüber der Sechspulsbrücke (ohne Arminduktivitäten) können unter gewissen Bedingungen aber auch höhere Kurzschlussströme auftreten, was mit dem Abklingverhalten der einzelnen Diodenströme im Zusammenhang steht.

In Netzen mit Kabeln ist von höheren Stromrichter Kurzschlussströmen auszugehen, da diese geringere Induktivitäten im Vergleich zur Freileitung aufweisen. Diese Gegenüberstellung setzt jedoch gleiche Konfigurationen, Bemessungsspannungen und Frequenzen voraus.

Abschließend zeigt Tabelle 4.17 die qualitative Bewertung der Einflussfaktoren hinsichtlich Dauer- und Stoßkurzschlussstrom. Hierbei wird deutlich, dass die Mehrheit der Einflussfaktoren einen maßgeblichen Einfluss auf den Stoßkurzschlussstrom ausüben. Die Höhe des Dauerkurzschlussstroms wird vor allem durch die Eigenschaften der Drehstromseite bestimmt.

Tabelle 4.17 – Qualitative Bewertung der Einflussfaktoren auf Dauer- und Stoßkurzschlussstrom:

+ gering
++ mittel
+++ hoch

	Dauerkurzschlussstrom I_k	Stoßkurzschlussstrom i_p
Netzeinspeisung	++	++
Kurzschlusszeitpunkt	+	+++
Stromrichtertechnologie	++	+++
Stromrichterkonfiguration	++	++
Stromrichtertransformator	+++	+++
Stromrichterreaktanzen	+++	+++
Glättungsdrossel	+	+++
Gleichstromfilter/-kondens.	+	+++
Leitungstechnologie	+	+++
Netztopologie	++	+++
Betriebsspannung	+	+++
Anfangswert des Stroms	+	+
Fehlertyp	+++	+++
Fehlerort	+	+++

5 Kurzschlussstromberechnung bei Stromrichtern, Leitungen und Filtern

In Kapitel 4 werden die unterschiedlichen Kurzschlussstrom-Einflussfaktoren beschrieben. Der Kurzschlussstrom auf der Gleichstromseite setzt sich demnach aus den Beiträgen von Stromrichtern, Leitungen und Filtern zusammen.

Im folgenden Kapitel wird erläutert, wie die charakteristischen Kurzschlussstrom-Kenngrößen (s. a. Kapitel 4.1) verschiedener Kurzschlussstromquellen berechnet werden können.

Stromrichter werden in Abhängigkeit des Aufbaus hier durch entsprechende Ersatzschaltungen im Kurzschlussfall nachgebildet. Die Regelung wird vernachlässigt, da IGBTs innerhalb kürzester Zeit nach Kurzschlusseintritt blockiert werden. Es werden sowohl monopolare als auch bipolare Konfigurationen betrachtet.

Der Kurzschlussstrombeitrag von Leitungen wird unabhängig von dem von Stromrichtern untersucht und die Kurzschlussströme von Filtern werden für typische Konfigurationen berechnet. Zusätzlich wird darauf eingegangen, wie frequenzabhängige Leitungsparameter bei der Berechnung von Stromrichter- und Filterkurzschlussströmen zu berücksichtigen sind. Zudem wird aufgezeigt, inwiefern der Laststrom den resultierenden Kurzschlussstrom beeinflusst. In diesem Zusammenhang wird diskutiert, ob ein Sicherheitsfaktor notwendig ist.

Für die Untersuchung charakteristischer Kurzschlussstrom-Kenngrößen von Stromrichtern werden als feste Bezugsgrößen die Drehstrominduktivität und die verkettete Spannung am Stromrichter gewählt. Die entsprechenden Werte, die sich an existierenden HGÜ-Systemen orientieren, sind:

- $L_{AC} = 0,1 \text{ H}$
- $U = 400 \text{ kV}$

Daraus resultiert ein Basisstrom von:

$$\bullet \quad i_{\text{basis}}(U, L_{AC}) = \frac{\sqrt{2}U}{\sqrt{3}\omega L_{AC}} = 10,4 \text{ kA}$$

Die in diesem Kapitel dargestellten Ergebnisse für I_k und i_p können auf ein beliebiges System (I_k^* , i_p^*) mit den Gleichungen (5.1) und (5.2) umgerechnet werden:

$$I_k^* = I_k \frac{i_{\text{basis}}^*}{i_{\text{basis}}} \tag{5.1}$$

$$i_p^* = i_p \frac{i_{\text{basis}}^*}{i_{\text{basis}}} \tag{5.2}$$

Für die Simulationen werden zur Verallgemeinerung die drehstrom- und gleichstromseitigen Parameter als Verhältnisgrößen angegeben. Als einzige Bezugsgröße dient, wie bereits angesprochen, die Drehstrominduktivität. Im Fall des Zweipunktstromrichters sind die Gleichstromkondensatoren als Absolutwerte angegeben. Eine Übersicht zu den gewählten Parameterbereichen ist der Tabelle A2.1 im Anhang A2 zu entnehmen.

5.1 Sechspulsbrücke

5.1.1 Monopolare Konfiguration

Die Sechspulsbrücke in monopolarer Konfiguration wird bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite durch das in Abbildung 5.1 dargestellte Ersatzschaltbild nachgebildet. Die Dioden werden als verlustlos angenommen. Der Kurzschlussstrom wird durch die folgenden Größen bestimmt:

- Zeitfunktion u der Spannung des Drehstromnetzes
- ohmscher Widerstand auf der Drehstromseite R_{AC}
- Induktivität auf der Drehstromseite L_{AC}
- ohmscher Widerstand auf der Gleichstromseite R_{DC}
- Induktivität auf der Gleichstromseite L_{DC}

Die Parameter auf der Drehstromseite werden durch die Eigenschaften des Netzes und des Transformators bestimmt. Die Parameter der Gleichstromseite repräsentieren den Leitungsabschnitt vom Stromrichter zur Fehlerstelle einschließlich Rückleitung. Die Leitung wird ausschließlich durch die konzentrierten Längsparameter beschrieben.

Während des Kurzschlusses treten aufeinanderfolgend Zustände auf, in denen drei, vier, fünf oder sechs Dioden gleichzeitig leiten. Der Kurzschlussstromverlauf ergibt sich aus der Überlagerung der zeitlich verschobenen Teillösungen der jeweiligen Zustände.

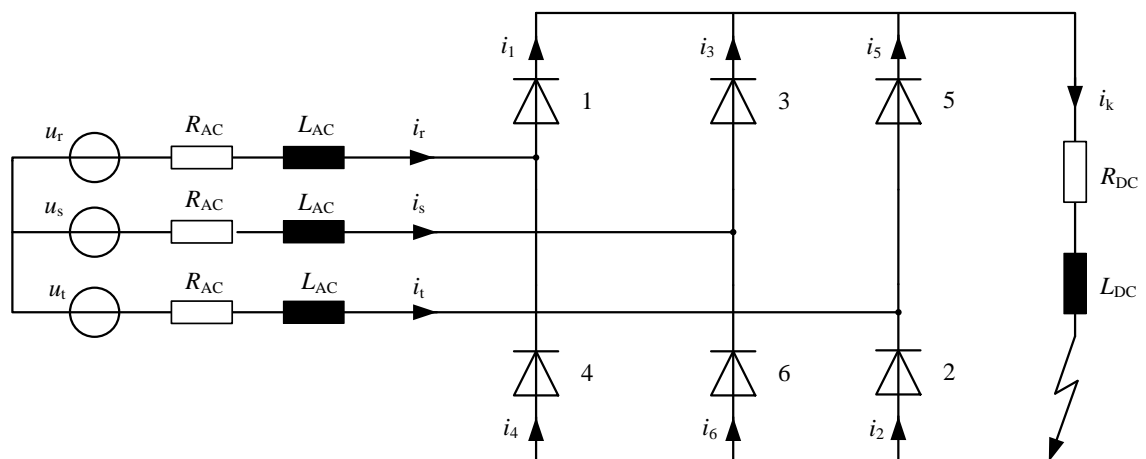


Abbildung 5.1 – Ersatzschaltbild der Sechspulsbrücke bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite

Zur Herleitung des zeitlichen Verlaufs werden folgende Spannungen zugrunde gelegt:

$$\begin{aligned} u_r &= \hat{u} \sin(\omega t + \varphi) \\ u_s &= \hat{u} \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3} + \varphi\right) \\ u_t &= \hat{u} \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3} + \varphi\right) \end{aligned} \quad (5.3)$$

Für die nachfolgenden Betrachtungen wird für den Phasenwinkel φ entsprechend Kapitel 4 ein Wert von null angenommen.

Ausgehend von einem Kommutierungszustand mit den leitenden Dioden D3, D4 und D5 gelten folgende Differentialgleichungen, die aus dem Maschenumlauf mit den Dioden D4 und D5 [Gleichung (5.4)] bzw. D3 und D5 [Gleichung (5.5)] hergeleitet werden:

$$i_t R_{AC} + \frac{di_t}{dt} L_{AC} + i_k \cdot (R_{AC} + R_{DC}) + \frac{di_k}{dt} \cdot (L_{DC} + L_{AC}) = u_t - u_r \quad (5.4)$$

$$i_t R_{AC} + \frac{di_t}{dt} L_{AC} - i_s R_{AC} - \frac{di_s}{dt} L_{AC} = u_t - u_s \quad (5.5)$$

Der Kurzschlussstrom i_k setzt sich aus den Phasenströmen zusammen:

$$i_k = i_s + i_t = -i_r \quad (5.6)$$

Aus den Gleichungen (5.4)-(5.6) resultiert für den Kurzschlussstrom folgender Zusammenhang:

$$3i_k \cdot \underbrace{\left(R_{AC} + \frac{2}{3} R_{DC}\right)}_{R_k} + 3 \frac{di_k}{dt} \cdot \underbrace{\left(L_{AC} + \frac{2}{3} L_{DC}\right)}_{L_k} = -3\hat{u} \sin(\omega t) \quad (5.7)$$

$$\frac{di_k}{dt} + \frac{R_k}{L_k} i_k = -\frac{\hat{u}}{L_k} \sin(\omega t) \quad (5.8)$$

Die Lösung dieser Differentialgleichung erster Ordnung setzt sich aus einem homogenen und einem partikulären Anteil zusammen:

$$\begin{aligned} i_k &= i_{kh} + i_{kp} \\ &= i_{k0} \cdot e^{-\frac{R_k}{L_k} \cdot (t-t_0)} \\ &\quad - \frac{\hat{u}}{R_k^2 + (\omega L_k)^2} \cdot \left[R_k \sin(\omega t) - \omega L_k \cos(\omega t) - e^{-\frac{R_k}{L_k} \cdot (t-t_0)} \cdot (R_k \sin(\omega t_0) - \omega L_k \cos(\omega t_0)) \right] \end{aligned} \quad (5.9)$$

Mit:

i_{k0} Anfangswert des Kurzschlussstroms

t_0 Anfangszeitpunkt

Die Anfangswerte hängen vom vorangegangenen Kommutierungszustand ab. Leiten drei andere – als die oben aufgeführten – Dioden, muss die rechte Seite von Gleichung (5.9) lediglich angepasst werden.

Für den Fall, dass vier, fünf oder sechs Dioden leiten, ist eine Phase bzw. sind mehrere Phasen auf der Gleichstromseite kurzgeschlossen. Für den Kurzschlussstrom gilt:

$$\frac{di_k}{dt} L_{DC} + i_k R_{DC} = 0 \quad (5.10)$$

Mit der Lösung:

$$i_k = i_{k0} \cdot e^{-\frac{R_{DC}}{L_{DC}} \cdot (t-t_0)} \quad (5.11)$$

Der Kurzschlussstrom nimmt für diese Zustände exponentiell ab.

Da sich der Gesamtverlauf des Kurzschlussstroms aus mehreren Teillösungen zusammensetzt, bei denen die Kenntnis der Anfangswerte Voraussetzung ist, existiert keine geschlossene Lösung. Aus diesem Grund werden im Folgenden – bei der Herleitung der Kurzschlussstrom-Kenngrößen – Näherungsfunktionen bzw. Vereinfachungen genutzt.

Dauerkurzschlussstrom

Unter dem Dauerkurzschlussstrom I_k ist der Strom zu verstehen, der nach dem Abklingen aller transienten Vorgänge noch fließt.

Für die Herleitung des Dauerkurzschlussstroms wird von Gleichung (5.9) ausgegangen. Da es sich hierbei um einen Gleichstrom handelt, wird die Induktivität L_{DC} zunächst vernachlässigt ($L_k = L_{AC}$).

Als stationärer Arbeitspunkt wird ein Zeitpunkt $t \rightarrow \infty$ angenommen. In diesem Fall ist die Amplitude des Dauerkurzschlussstroms gleich der Amplitude des hergeleiteten Kurzschlussstroms:

$$i_k(t \rightarrow \infty) = \frac{\hat{u}}{(R_k)^2 + (\omega L_k)^2} \cdot [\omega L_k \cos(\omega t) - R_k \sin(\omega t)] \quad (5.12)$$

Der Zeitpunkt des Maximums und der entsprechende Phasenwinkel ergeben sich zu:

$$\begin{aligned} & \frac{d}{dt} \left[\left(\frac{\hat{u}}{(R_k)^2 + (\omega L_k)^2} \cdot (\omega L_k \cos(\omega t) - R_k \sin(\omega t)) \right) \right] \\ &= \frac{\hat{u}}{(R_k)^2 + (\omega L_k)^2} \cdot (-\omega^2 L_k \sin(\omega t) - \omega R_k \cos(\omega t)) = 0 \\ & \varphi_k = \omega t_k = -\arctan\left(\frac{R_k}{\omega L_k}\right) \end{aligned} \quad (5.13)$$

Aus den Gleichungen (5.12) und (5.13) wird über den Zeitraum $T/6$ der zeitliche Mittelwert bestimmt, der dem Dauerkurzschlussstrom entspricht:

$$I_k = \frac{3}{\pi} \frac{\hat{u}}{(R_k)^2 + (\omega L_k)^2} \int_{\varphi_k - \frac{\pi}{6}}^{\varphi_k + \frac{\pi}{6}} \omega L_k \cos(\omega t) - R_k \sin(\omega t) d\omega t \quad (5.14)$$

$$= \frac{3}{\pi} \hat{u} \frac{\omega L_k \cos(\varphi_k) - R_k \sin(\varphi_k)}{(R_k)^2 + (\omega L_k)^2}$$

Mit den Vereinfachungen [s. a. Gleichung (5.13)]

$$\cos(\varphi_k) = \frac{\omega L_k}{Z_k}, \quad \sin(\varphi_k) = \frac{-R_k}{Z_k}, \quad Z_k = \sqrt{R_k^2 + (\omega L_k)^2} \quad (5.15)$$

folgt

$$I_k = \frac{3}{\pi} \frac{\hat{u}}{\sqrt{(R_k)^2 + (\omega L_k)^2}} \quad (5.16)$$

In Gleichung (5.16) wird die Induktivität L_{DC} vernachlässigt, welche die Welligkeit des Dauerkurzschlussstroms beeinflusst. Um ein Ergebnis auf der sicheren Seite zu erhalten, kann der Faktor $3/\pi$, welcher durch die Frequenz der Welligkeit zustande kommt, vernachlässigt werden. In diesem Fall entspricht der Dauerkurzschlussstrom dem Maximum des stationären Kurzschlussstroms.

Da die Gleichstrominduktivität L_{DC} eine Reduktion des Dauerkurzschlussstroms I_k bewirkt, führt deren Vernachlässigung bei der Berechnung von I_k zu einem Ergebnis auf der sicheren Seite:

$$I_k = \frac{\hat{u}}{\sqrt{\left(R_{AC} + \frac{2}{3} R_{DC}\right)^2 + (\omega L_{AC})^2}} \quad (5.17)$$

Mit zunehmender Gleichstrominduktivität findet eine zunehmende Glättung statt. Die maximale Welligkeit tritt bei einer Induktivität von $L_{DC} = 0$ auf. Maximum und Minimum unterscheiden sich in diesem Fall prozentual um:

$$\Delta i = \frac{\hat{i} - \hat{i} \cos\left(\frac{\pi}{6}\right)}{\hat{i}} \cdot 100\% = 13,4\% \quad (5.18)$$

Die Reduktion der absoluten Amplitude des Dauerkurzschlussstroms findet nur in Kombination mit dem Gleichstromwiderstand statt, die zusammen das Abklingverhalten der Diodenströme bestimmen. Wird der Gleichstromwiderstand vernachlässigt, verschwindet bei $L_{DC} \neq 0$ die Welligkeit vollständig und die Amplitude des Dauerkurzschlussstroms entspricht der maxi-

malen Amplitude \hat{i} . Dieses Verhalten ist in Abbildung 5.2 dargestellt. Die rote Funktion beschreibt den Dauerkurzschlussstrom bei Vernachlässigung der Parameter auf der Gleichstromseite. Der Strom weist in diesem Fall die maximale Welligkeit auf. Minimum und Maximum unterscheiden sich um 13,4 %, wie in Gleichung (5.18) gezeigt. Wird eine Gleichstrominduktivität bei $R_{DC} = 0$ berücksichtigt, findet eine vollständige Glättung statt (blaue Funktion). Da ständig vier Dioden leiten, wird der Kurzschlussstrom nach Gleichung (5.11) berechnet. Das Argument der Exponentialfunktion ist null aufgrund der Vernachlässigung des Gleichstromwiderstands. Daher ist der Kurzschlussstrom stationär konstant.

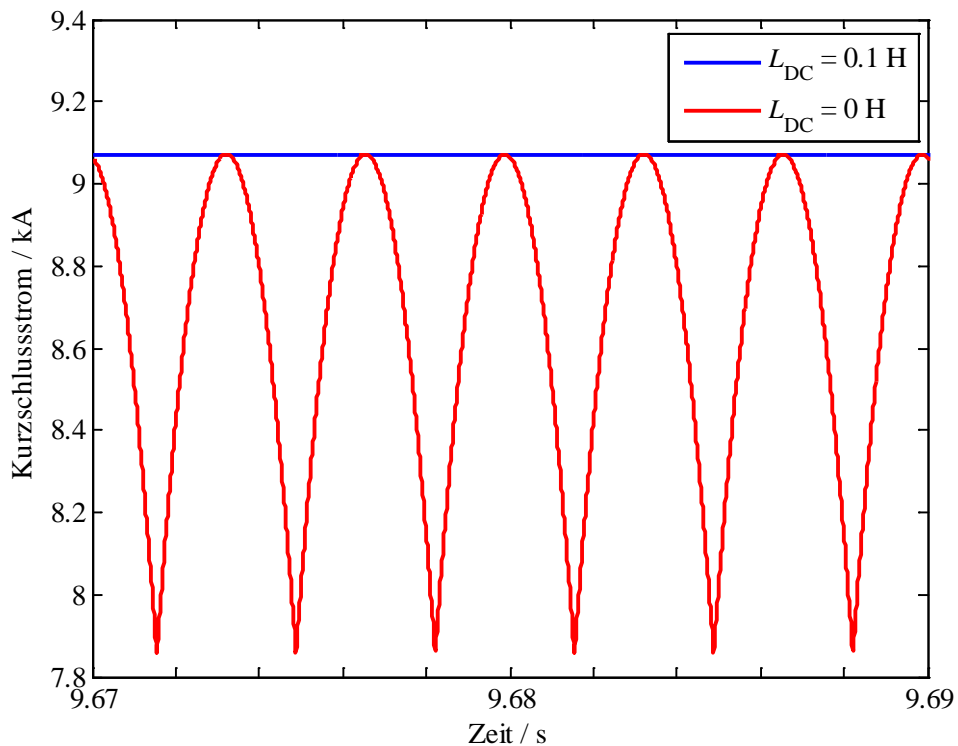


Abbildung 5.2 – Dauerkurzschlussstrom unter Berücksichtigung und unter Vernachlässigung der Gleichstrominduktivität bei $R_{DC} = 0$

Bei einer sehr großen Gleichstrominduktivität kann der Stromrichter vereinfachend als Gleichspannungsquelle mit Innenwiderstand nachgebildet werden. Die Gleichstromparameter werden zunächst vernachlässigt. Für die Amplitude der Gleichspannungsquelle und den Innenwiderstand gilt:

$$U_{DC} = \sqrt{3}\hat{u} \quad (5.19)$$

$$R_i = \sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{AC}^2 + (\omega L_{AC})^2} \quad (5.20)$$

Der Dauerkurzschlussstrom I_{k0DC} , bei Kurzschluss direkt am Stromrichteranschlusspunkt, berechnet sich aus dem Verhältnis der Gleichspannung und dem Innenwiderstand:

$$I_{k0DC} = \frac{U_{DC}}{R_i} = \frac{\hat{u}}{\sqrt{R_{AC}^2 + (\omega L_{AC})^2}} \quad (5.21)$$

Mit Gleichung (5.21) wird der Dauerkurzschlussstrom der blauen Funktion aus Abbildung 5.2 berechnet. Unter der Annahme sehr großer Gleichstrominduktivitäten ($L_{DC} \gg 0$) ist der Dauerkurzschlussstrom auch bei $R_{DC} \neq 0$ sehr gut geglättet.

Im vereinfachten Ersatzschaltbild mit Gleichspannungsquelle wird der Widerstand R_{DC} in Reihe zum Innenwiderstand R_i berücksichtigt. Da durch die Kommutierung bei der Sechspulsbrücke – unter der Annahme, dass ständig drei Dioden leiten – der Gleichstromwiderstand effektiv den Wert $2/3 \cdot R_{DC}$ aufweist, wird auch im Gleichstrom-Ersatzschaltbild der Widerstand mit diesem Vorfaktor korrigiert. Da auch Zeitabschnitte mit vier leitenden Dioden auftreten, handelt es sich hierbei um eine Vereinfachung. Für den Dauerkurzschlussstrom gilt somit:

$$I_{kDC} = \frac{U_{DC}}{R_i + 2/3 \cdot R_{DC}} \quad (5.22)$$

In Abbildung 5.3 sind die Dauerkurzschlussströme aus Simulation (durchgezogene Funktion) und Berechnung (unterbrochene Funktion bzw. Kreuz-Funktion) in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einer sehr großen Gleichstrominduktivität ($L_{DC} \gg 0$) gegenübergestellt. Wird der Dauerkurzschlussstrom mit Gleichung (5.16) berechnet ($3/\pi$ vernachlässigt), liegen die resultierenden Amplituden grundsätzlich über dem Simulationsergebnis (unterbrochene Funktion). Für kleine R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse sind die Abweichungen sehr gering. Bei größeren R_{DC}/R_{AC} -Verhältnissen sind jedoch deutliche Unterschiede erkennbar ($\Delta I_{kmax}/I_k \approx 10\%$). Durch den vereinfachten Ansatz werden die Berechnungsergebnisse den Simulationsergebnissen besser angenähert. Abweichungen treten im Bereich größerer Gleichstromwiderstände auf ($R_{DC} > 15 \Omega \rightarrow R_{AC}/X_{AC} > 0,1$ für $R_{DC}/R_{AC} = 5$).

Die Gleichungen (5.21) und (5.22) gelten für sehr große Gleichstrominduktivitäten. Bei geringerer Gleichstrominduktivität ist die Welligkeit des Dauerkurzschlussstroms zu berücksichtigen. In Abhängigkeit der Induktivität variiert die maximale Amplitude des Dauerkurzschlussstroms zwischen dem Wert aus Gleichung (5.17) und dem Wert aus Gleichung (5.22).

Im nachfolgenden Unterkapitel wird der Einfluss der Gleichstrominduktivität auf die Amplitude des Stoßkurzschlussstroms über den Faktor κ nach Gleichung (5.35) erfasst. Bei sehr kleinen Induktivitäten nimmt dieser Faktor den Wert 2 und bei sehr großen den Wert 1 an. Für den Einfluss der Induktivität auf die Welligkeit des Dauerkurzschlussstroms wird in Anlehnung an Gleichung (5.35) hier ebenfalls der arccot -Term verwendet, der die Gleichstrominduktivität im Argument berücksichtigt. Für den korrigierten Dauerkurzschlussstrom I_{kLdc} ergibt sich folgende Gleichung:

$$I_{kLdc} = I_k - \left(\frac{2}{\pi} \text{arccot}(L_{DC}/L_{AC}) - 1 \right) \cdot (I_k - I_{kDC}) \quad (5.23)$$

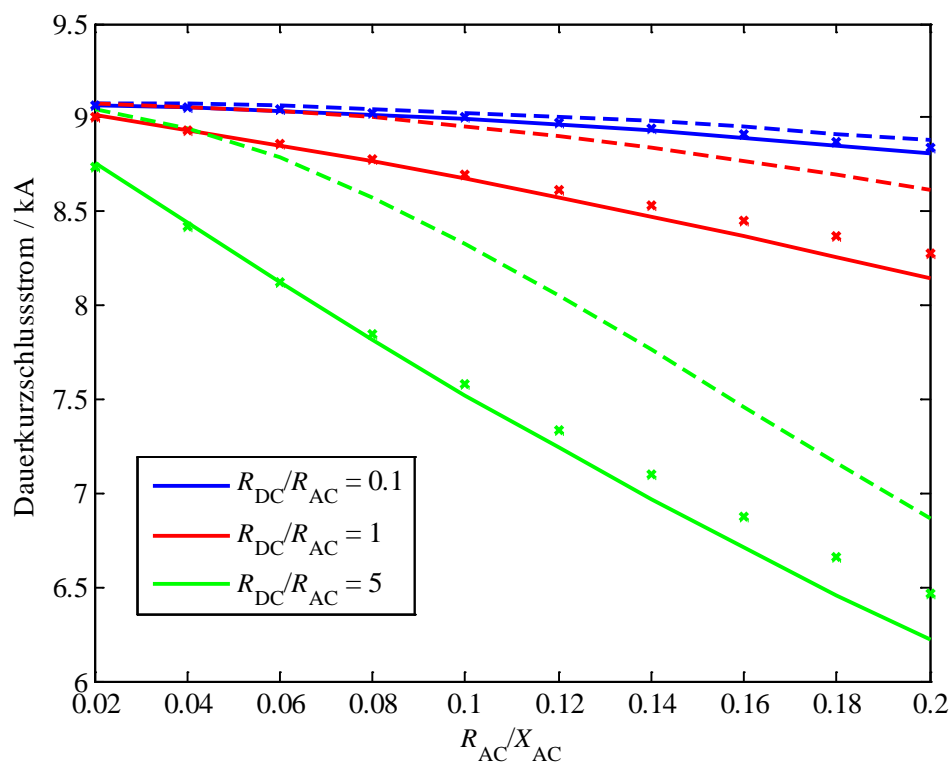


Abbildung 5.3 – Dauerkurzschlussstrom aus Simulation [$L_{DC} \gg 0$ (durchgezogene Funktion)] und Berechnung [konservativer Ansatz (unterbrochene Funktion) und vereinfachter Ansatz mit Gleichspannungsquelle (Kreuz-Funktion)]

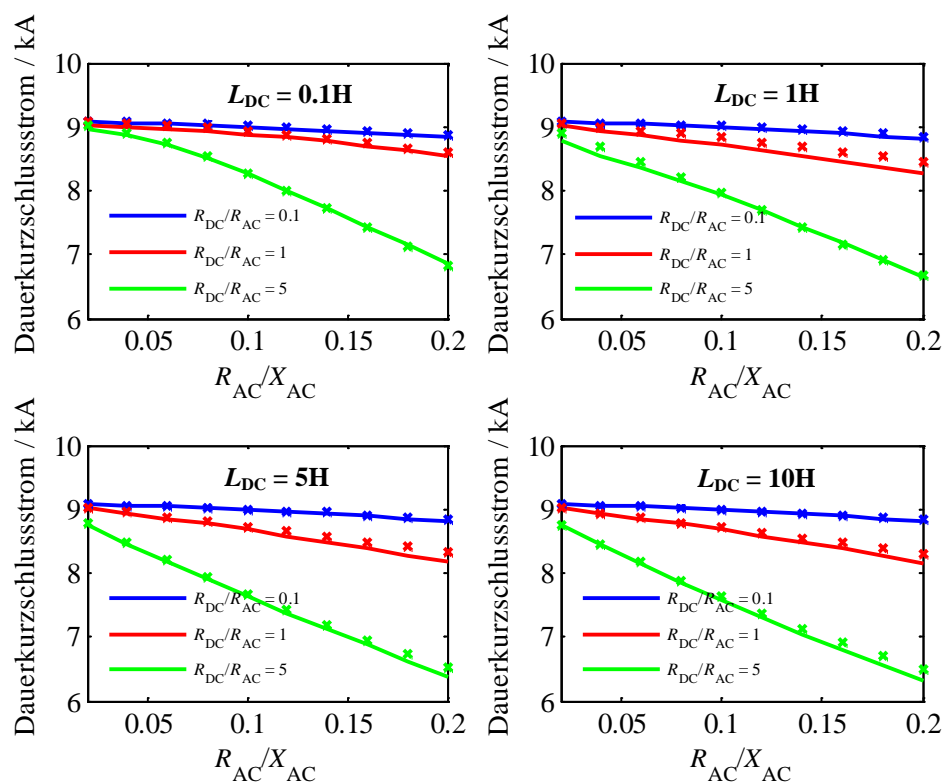


Abbildung 5.4 – Dauerkurzschlussstrom aus Simulation (durchgezogene Funktion) und Berechnung (Kreuz-Funktion) für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und Gleichstrominduktivitäten

In Abbildung 5.4 sind die Dauerkurzschlussströme aus Simulation (durchgezogene Funktion) und Berechnung nach Gleichung (5.23) (Kreuz-Funktion) für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und Gleichstrominduktivitäten in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses dargestellt. Die Ergebnisse stimmen sehr gut überein. Für höhere R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisse sind die Ergebnisse aus der Berechnung geringfügig höher. Der Einfluss der Gleichstrominduktivität ist im höheren L_{DC} -Wertebereich aufgrund der Glättung vernachlässigbar gering.

Stoßkurzschlussstrom

Der Stoßkurzschlussstrom ist der Maximalwert des Kurzschlussstroms. Im Gegensatz zum Dauerkurzschlussstrom hat die Induktivität auf der Gleichstromseite einen maßgeblichen Einfluss auf die Amplitude.

Wird in einem ersten Schritt von einem Kurzschluss direkt am gleichstromseitigen Stromrichteranschlusspunkt ausgegangen ($R_{DC} = 0$, $L_{DC} = 0$), ist eine analytische Herleitung des Stoßkurzschlussstroms möglich. In diesem Fall leiten zum Zeitpunkt des Stoßkurzschlussstroms generell drei Dioden gleichzeitig. Demzufolge ergibt sich aus Abbildung 5.1 folgende Gleichung:

$$i_k R_{AC} + \frac{di_k}{dt} L_{AC} = \hat{u} \sin(\omega t + \varphi) \quad (5.24)$$

Hieraus folgt für den Kurzschlussstrom:

$$i_k = \hat{i} \sin(\omega t + \varphi - \gamma) - \hat{i} \sin(\varphi - \gamma) \cdot e^{-t/\tau} \quad (5.25)$$

$$\hat{i} = \frac{\hat{u}}{\sqrt{R_{AC}^2 + (\omega L_{AC})^2}} \quad (5.26)$$

$$\gamma = \arctan\left(\frac{\omega L_{AC}}{R_{AC}}\right) \quad (5.27)$$

$$\tau = \frac{L_{AC}}{R_{AC}} \quad (5.28)$$

Mit:

- φ Phasenwinkel
- γ Impedanzwinkel
- τ Zeitkonstante des abklingenden Gleichanteils

Um den Stoßkurzschlussstrom zu ermitteln, wird Gleichung (5.25) jeweils nach ωt und φ differenziert und die beiden resultierenden Gleichungen subtrahiert.

$$\tan(\varphi - \gamma) = -\omega\tau = -\frac{X_{AC}}{R_{AC}} = -\tan(\gamma) \quad (5.29)$$

Daraus folgt, dass der maximale Kurzschlussstrom im Spannungsnulldurchgang der Wechselspannung auf der Netzseite ($\varphi = 0$) auftritt.

Der Zeitpunkt des Strommaximums kann durch folgende Gleichung ermittelt werden, die durch die Ableitung von Gleichung (5.25) nach φ bestimmt wird ($\varphi = 0$):

$$\cos(\omega t_p - \gamma) = \cos(\gamma) \cdot e^{-t_p/\tau} \quad (5.30)$$

Hierbei ist t_p der Zeitpunkt des Stoßkurzschlussstroms auf den im nachfolgenden Unterkapitel genauer eingegangen wird. Das exakte Ergebnis für t_p kann iterativ bestimmt werden. Da γ generell Werte nahe bei $\pi/2$ hat, wird die linke Seite von Gleichung (5.30) gegen null gehen. Daraus folgt für t_p :

$$t_p = \frac{\pi/2 + \gamma}{\omega} \quad (5.31)$$

Zur Charakterisierung des Stoßkurzschlussstroms wird der sogenannte Stoßfaktor verwendet [42]. Bei einem Kurzschluss direkt am Stromrichteranschlusspunkt gilt für den Stoßfaktor:

$$\kappa = 1 + \sin(\gamma) \cdot e^{-t_p/\tau} = 1 + \sin(\gamma) \cdot e^{-\frac{R_{AC}}{X_{AC}} \left(\frac{\pi}{2} + \gamma \right)} \quad (5.32)$$

Der Stoßfaktor wird aus Gleichung (5.25) durch das Einsetzen der oben aufgeführten Bedingungen hergeleitet. Dieser setzt den Dauerkurzschlussstrom und den Stoßkurzschlussstrom direkt in Beziehung:

$$i_p = \kappa \cdot I_k \quad (5.33)$$

Hierbei wird für die Berechnung des Dauerkurzschlussstroms Gleichung (5.16) verwendet, der Faktor $3/\pi$ ist zu vernachlässigen. Nach [42] ist für die Berechnung des Stoßkurzschlussstroms in Drehstromsystemen stattdessen die Amplitude des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms mit dem Stoßfaktor zu multiplizieren.

Um die Gültigkeit dieses Ansatzes zu illustrieren, werden in einer Simulation die Stoßkurzschlussströme einer Sechspulsbrücke für verschiedene R_{AC}/X_{AC} -Werte ermittelt und den Ergebnissen nach Gleichung (5.33) gegenübergestellt. Dazu wird das R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis in einem Bereich zwischen 0,1-1,0 variiert. Die Netzspannung beträgt $U = 400$ kV und die Netzreaktanz hat einen Wert von $X_{AC} = 31,41 \, \Omega$.

Abbildung 5.5 zeigt den Vergleich zwischen Simulation und Berechnung nach Gleichung (5.33). Die Ergebnisse aus Simulation und Berechnung stimmen über den gesamten Parameterbereich exakt überein. Der Ansatz für die Berechnung des Stoßkurzschlussstroms für das Drehstromnetz kann somit auch für Gleichstromnetze verwendet werden, wenn von einem Kurzschluss direkt am Stromrichteranschlusspunkt ausgegangen wird.

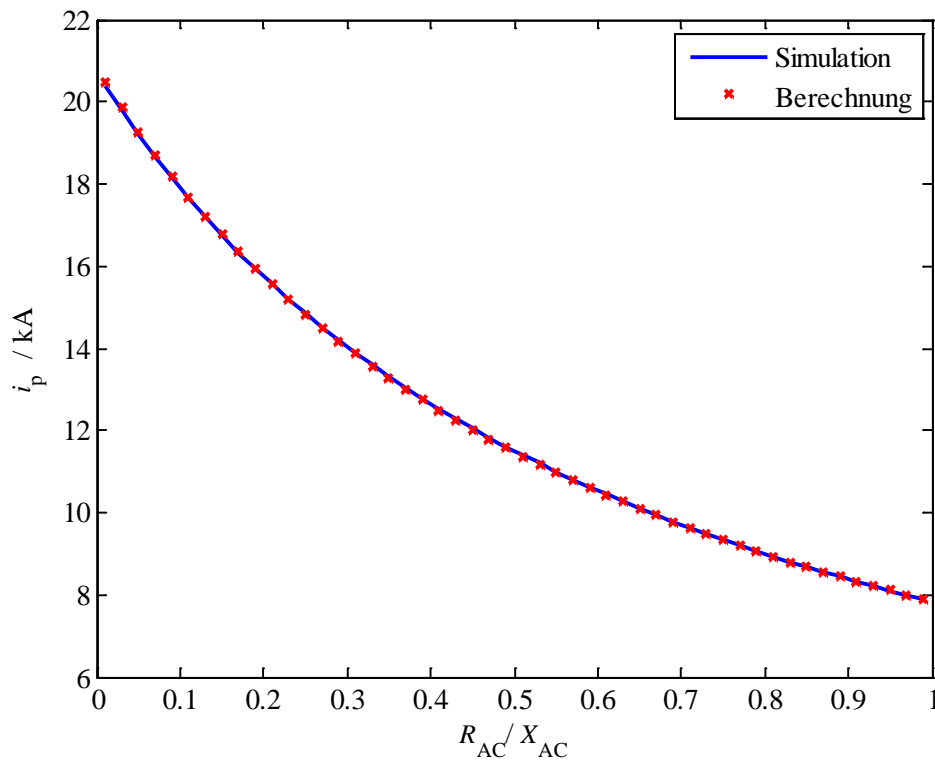


Abbildung 5.5 – Stoßkurzschlussstrom bei direktem Stromrichterkurzschluss in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses aus Simulation und Berechnung

Für eine allgemeine Lösung müssen die Parameter der Gleichstromseite – R_{DC} und L_{DC} – berücksichtigt werden. Gleichung (5.32) kann in diesem Zusammenhang als obere Grenze verstanden werden, da der Stoßkurzschlussstrom mit zunehmender Entfernung vom Stromrichteranschlusspunkt abnimmt.

Nach Nietsch [76] besteht zwischen dem Stoßkurzschlussstrom und dem Dauerkurzschlussstrom unter Berücksichtigung der Induktivität L_{DC} folgende Proportionalität:

$$i_p \sim I_k \cdot \left[1 + \operatorname{arccot} \left(\frac{L_{DC}}{L_{AC}} \right) \right] \quad (5.34)$$

Ausgehend von Gleichung (5.32) bekommt der Stoßfaktor bei einem Kurzschluss im Gleichstromnetz folgende Form:

$$\kappa = 1 + \frac{2}{\pi} \operatorname{arccot} \left(\frac{L_{DC}}{L_{AC}} \right) \cdot \sin(\gamma_*) \cdot e^{-\left(\frac{R_{AC}}{X_{AC}} \right)_* \cdot \left(\frac{\pi}{2} + \gamma_* \right)} \quad (5.35)$$

Durch den Faktor $2/\pi$ geht bei direktem Stromrichterkurzschluss ($R_{DC} = 0$, $L_{DC} = 0$) Gleichung (5.35) in die ursprüngliche Form über. Der Impedanzwinkel γ_* beinhaltet die Wirkung des ohmschen Anteils auf der Gleichstromseite.

$$\gamma_* = \arctan \left(\frac{1}{\frac{R_{AC}}{X_{AC}} \cdot \left(1 + \frac{2}{3} \frac{R_{DC}}{R_{AC}} \right)} \right) = \arctan \left(\frac{1}{\left(\frac{R_{AC}}{X_{AC}} \right)_*} \right) \quad (5.36)$$

Der Faktor $2/3$ resultiert aus der Herleitung nach den Gleichungen (5.4)-(5.7). Da zum Zeitpunkt des Stoßkurzschlussstroms immer drei Dioden leiten, gilt dieser Faktor für alle Szenarien.

In Abbildung 5.6 ist die Berechnung nach Gleichung (5.35) den Simulationsergebnissen für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse gegenübergestellt. Als R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis wird ein Wert von 1,0 gewählt. Ergebnisse für weitere Parameterverhältnisse sind im Anhang A2 zu finden.

Die Ergebnisse aus der Berechnung nach Gleichung (5.35) stimmen sehr gut mit den Simulationsergebnissen überein. Bei zunehmendem L_{DC}/L_{AC} -Verhältnis konvergiert der Wert des Stoßfaktors gegen 1. Stoß- und Dauerkurzschlussstrom sind in diesem Fall identisch. Werden die Parameter der Gleichstromseite wie in Gleichung (5.32) vernachlässigt, ergibt sich ein Ergebnis für den Stoßkurzschlussstrom, das auf der sicheren Seite liegt. Bei großen Werten für L_{DC}/L_{AC} sind deutliche Unterschiede zwischen Berechnung und Simulation erkennbar (siehe Abbildung 5.6). Dies gilt insbesondere für kleine Werte von R_{AC}/X_{AC} . In solchen Fällen sollte Gleichung (5.35) verwendet werden. Generell kann jedoch bei einem konservativen Ansatz Gleichung (5.32) zugrunde gelegt werden.

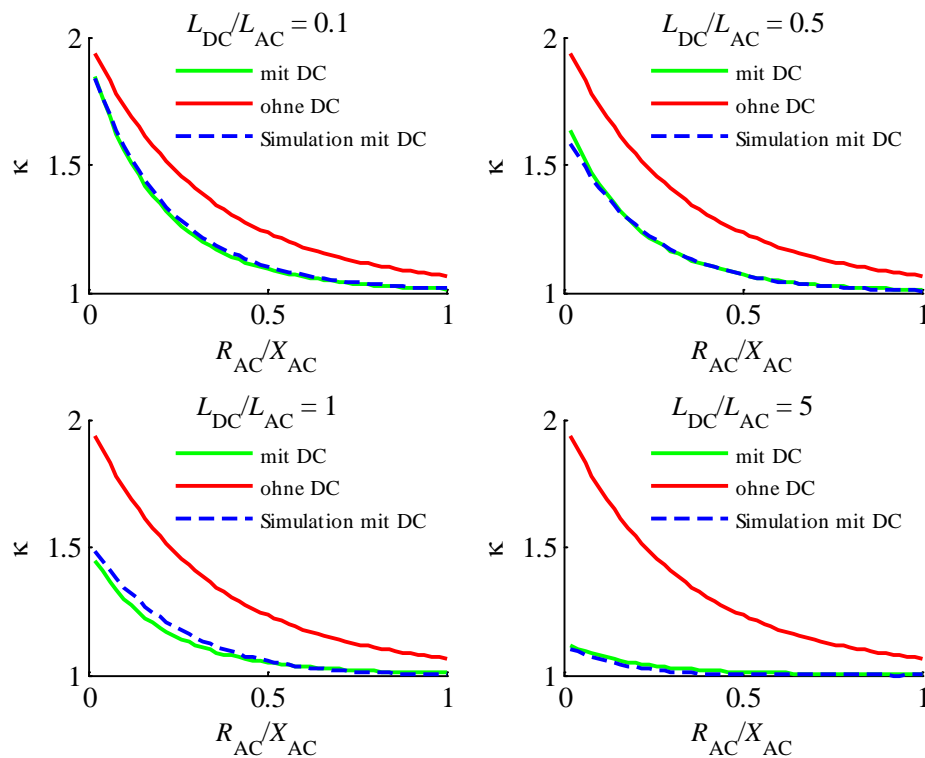


Abbildung 5.6 – Stoßfaktor aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Berücksichtigung der Parameter auf der Gleichstromseite) für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 1,0

Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom

Die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom t_p beschreibt die Zeitspanne zwischen dem Kurzschlusseintritt und dem Auftreten des Stoßkurzschlussstroms [42].

Für t_p können wiederum die Fälle Kurzschluss am Stromrichteranschlusspunkt und Kurzschluss im Gleichstromnetz (Berücksichtigung der Parameter der Gleichstromseite) unterschieden werden. Im ersten Fall wird für die Berechnung von t_p Gleichung (5.31) verwendet. Der Parameter t_p hängt dann nur vom Impedanzwinkel γ ab, der für $R_{AC}/X_{AC} < 0,1$ bei ungefähr 90° liegt. In diesem Bereich kann für t_p ein Wert von etwa 10 ms angenommen werden. Der exakte Wert für t_p wird iterativ mit Gleichung (5.30) berechnet.

In Abbildung 5.7 sind die beiden Ansätze in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses und in Abhängigkeit vom Stoßfaktor κ dargestellt. Gleichung (5.31) liefert eine relativ gute Näherung, wobei die Zeiten für den gesamten Wertebereich über der exakten Lösung liegen. Im Bereich kleiner R_{AC}/X_{AC} -Werte – von denen in der Praxis auszugehen ist (siehe Kapitel 4) – sind die Abweichungen zwischen beiden Ansätzen sehr gering.

Für hohe Stoßkurzschlussströme bzw. Stoßfaktoren im Wertebereich nahe 2,0 liegen die Zeiten bei etwa 10 ms. Für kleine Stoßfaktoren bzw. große R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisse sind Zeiten unter 8 ms zu erwarten.

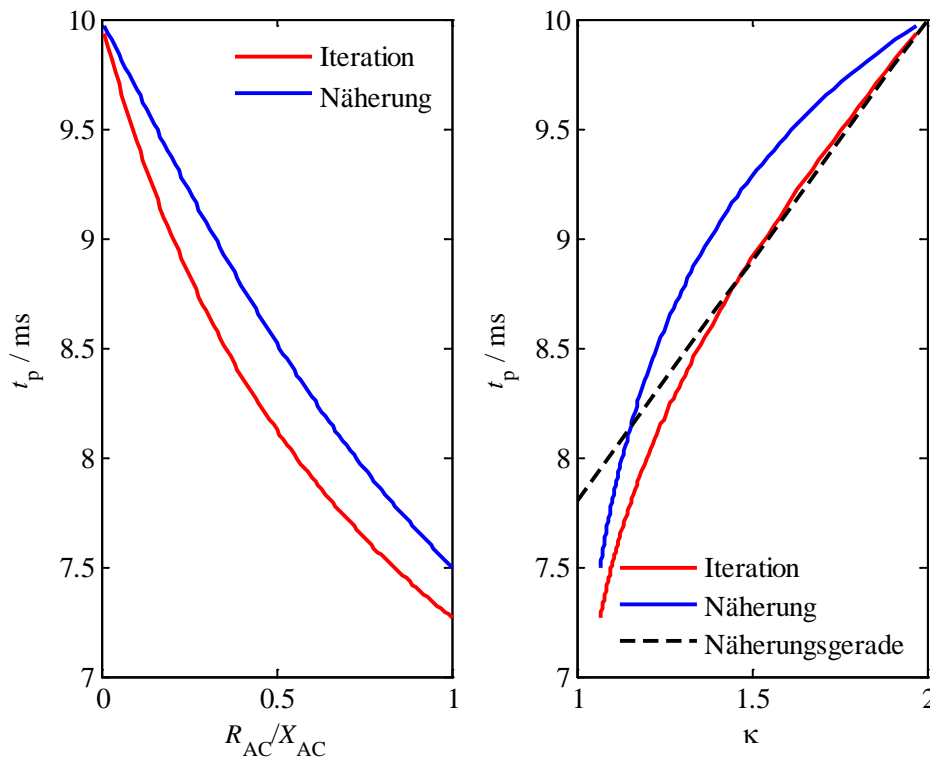


Abbildung 5.7 – Vergleich von t_p aus Näherung und Iteration in Abhängigkeit von R_{AC}/X_{AC} (links) und κ (rechts)

Wird die iterative Lösung für t_p in Abhängigkeit von κ linear approximiert, ergibt sich die folgende Gleichung in ms:

$$t_p = 2,2\kappa + 5,6 \quad (5.37)$$

Die Näherungsgerade ist ebenfalls in Abbildung 5.7 (rechts) eingezeichnet (schwarzunterbrochene Funktion). Die Funktionsparameter werden in einer Weise gewählt, dass im Bereich hoher Stoßfaktoren (niedrige R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisse) die Abweichungen relativ gering sind. Selbst bei einem R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis von 0,3 hat der Stoßfaktor noch einen Wert größer 1,4.

Tritt der Kurzschluss nicht direkt am Stromrichteranschlusspunkt auf, beeinflussen zusätzlich die Parameter der Gleichstromseite die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom. Hierbei können wiederum nach [76] zwei Fälle unterschieden werden: Kurzschlussströme mit ausgeprägtem Stoßkurzschlussstrom und Kurzschlussströme bei denen der Stoßkurzschlussstrom dem Dauerkurzschlussstrom entspricht. Für den ersten Fall werden hier alle Zeiten berücksichtigt, bei denen die relative Abweichung zwischen dem Stoßkurzschlussstrom und dem Dauerkurzschlussstrom größer 0,5 % ist $[(i_p/I_k - 1) \cdot 100 \% > 0,5 \%]$.

Abbildung 5.8 zeigt t_p in Abhängigkeit vom Stoßfaktor κ für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 0,1 (links) und 5,0 (rechts). Auffällig sind die zeitlichen Unterschiede von 3,33 ms zwischen den Verläufen für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse, was mit der Periodendauer der Sechspulsbrücke zusammenhängt.

Zusätzlich treten für einzelne L_{DC}/L_{AC} -Werte Zeitsprünge von 3,33 ms auf. Dies ist der Fall, wenn zwei ähnlich hohe und nahe beieinander liegende Maxima bei Veränderung von κ die Position des absoluten Maximums tauschen. In Hinblick auf die Kurzschlussstromberechnung ist hier vom niedrigeren Wert für die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom auszugehen, da dies der kritischere Wert ist [76].

Generell sind zwei Bereiche zu unterscheiden. Für L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse kleiner 1,0 kann von der Näherungsgeraden nach Gleichung (5.37) ausgegangen werden. Für L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse größer oder gleich 1,0 ist folgende Gleichung zu verwenden, die aus den Simulationsergebnissen abgeleitet wird:

$$t_p = 5\kappa + 2,2 + 3,8 \frac{L_{DC}}{L_{AC}} \quad (5.38)$$

Die entsprechenden Näherungsgeraden sind zusätzlich in Abbildung 5.8 eingetragen. Grundsätzlich ist bei der Berechnung von t_p nur die Berücksichtigung ganzzahliger L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse sinnvoll. Liegt ein Wert vor, der zwischen zwei ganzzahligen L_{DC}/L_{AC} -Verhältnissen liegt, so ist die Zeit vom niedrigeren ganzzahligen L_{DC}/L_{AC} -Verhältnis zu verwenden.

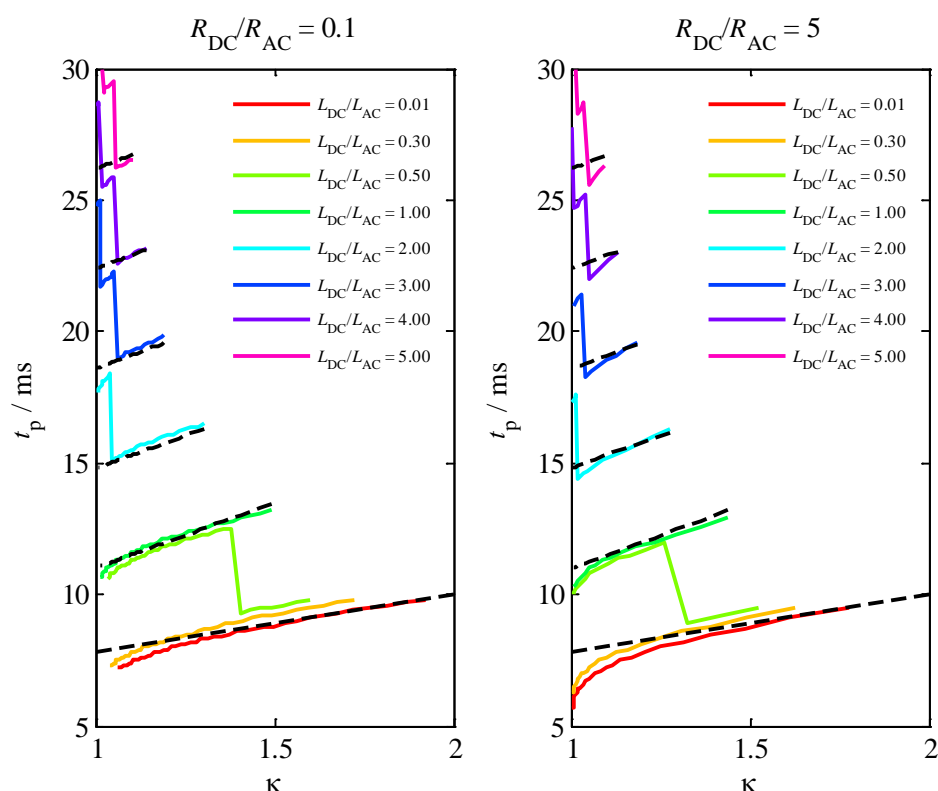


Abbildung 5.8 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit von κ für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 0,1 (links) und 5,0 (rechts)

Beim Vergleich der Zeiten für unterschiedliche R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse fällt auf, dass nur minimale Unterschiede vorliegen. Bei größeren R_{DC}/R_{AC} -Verhältnissen nehmen die Zeiten geringfügig ab. Aus diesem Grund wird Gleichung (5.38) unabhängig von R_{DC}/R_{AC} angewendet.

Für den zweiten Fall, für Stoßfaktoren $\kappa \leq 1,005$ sind Stoß- und Dauerkurzschlussstrom fast nicht mehr zu unterscheiden. Die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom nimmt für kleinere κ -Werte weiter zu. Bei einer konservativen Berechnung kann vereinfachend von den Übergangswerten für t_p bei $\kappa \approx 1,005$ ausgegangen werden. Die entsprechenden Werte sind Tabelle 5.1 zu entnehmen.

Tabelle 5.1 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit von L_{DC}/L_{AC} für $\kappa \approx 1,005$

L_{DC}/L_{AC}	2	3	4	5
t_p / ms	17,7	24,8	28,6	35,5

Anfangsteilheit

In den ersten Millisekunden nach Kurzschlusseintritt kann der Kurzschlussstrom über die Anfangsteilheit beschrieben werden. Für die Bestimmung der Anfangsteilheit wird angenommen, dass für die Dauer des Kurzschlusses mindestens drei Dioden zu jeder Zeit leiten. Welche Dioden zum Zeitpunkt des Kurzschlusses leiten, hängt vom Phasenwinkel der treibenden Spannungen aus Gleichung (5.3) ab. Zum Anfangszeitpunkt $t_0 = 0$ und bei einem Phasenwinkel von $\varphi = 0$ leiten die Dioden D1, D5 und D6. Für den Kurzschlussstrom gilt:

$$i_k = \frac{\hat{u}}{R_k^2 + (\omega L_k)^2} \cdot \left[\begin{aligned} &\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \left(R_k \cos(\omega t) + \omega L_k \sin(\omega t) - R_k e^{-\frac{R_k}{L_k} t} \right) \\ &+ \frac{1}{2} \cdot \left(R_k \sin(\omega t) - \omega L_k \cos(\omega t) + \omega L_k e^{-\frac{R_k}{L_k} t} \right) \end{aligned} \right] \quad (5.39)$$

Die Anfangsteilheit wird über die Ableitung von Gleichung (5.39) bestimmt:

$$\frac{di_k}{dt} = \frac{\hat{u}}{R_k^2 + (\omega L_k)^2} \cdot \left[\begin{aligned} &\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \left(-\omega R_k \sin(\omega t) + \omega^2 L_k \cos(\omega t) + \frac{R_k^2}{L_k} e^{-\frac{R_k}{L_k} t} \right) \\ &+ \frac{1}{2} \cdot \left(\omega R_k \cos(\omega t) + \omega^2 L_k \sin(\omega t) - \omega R_k e^{-\frac{R_k}{L_k} t} \right) \end{aligned} \right] \quad (5.40)$$

Für die Berechnung der Steigung zu einem bestimmten Zeitpunkt sollte ein relativ geringer Winkel ωt zugrunde gelegt werden. Für den linear approximierten Kurzschlussstrom in den ersten Millisekunden nach Kurzschlusseintritt gilt somit:

$$i_k = \left. \frac{di_k}{dt} \right|_{\omega t = \frac{\pi}{8}} \cdot t = m_0 t \quad (5.41)$$

Für den Winkel ωt wird hier ein Wert von $\pi/8$ verwendet, welcher hinsichtlich eines sinusförmigen Verlaufs mit einer Periodendauer von 2π ausreichend niedrig ist. Der Parameter m_0 beschreibt die Anfangssteigung.

Eine vereinfachte Methode für die Annäherung des zeitlichen Verlaufs bis zum Stoßkurzschlussstrom beschreibt folgende Gleichung:

$$i_k = \frac{i_p}{t_p} t \quad (5.42)$$

Hierbei sind i_p der nach Gleichung (5.33) berechnete Stoßkurzschlussstrom und t_p die nach Gleichung (5.37) bzw. (5.38) berechnete Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom.

Abbildung 5.9 zeigt beispielhaft den Kurzschlussstrom der Sechspulsbrücke (schwarze Funktion) und die entsprechenden Näherungen nach Gleichung (5.41) als blau-unterbrochene Funktion und nach Gleichung (5.42) als rot-unterbrochene Funktion.

Der erste Ansatz liefert eine gute Näherung für die ersten Millisekunden nach Kurzschlusseintritt. Mit zunehmender Dauer wird die Abweichung zwischen Näherung und tatsächlichem Verlauf größer. Zum Zeitpunkt t_p wird der Stoßkurzschlussstrom deutlich überschätzt. Beim zweiten Ansatz – lineare Näherung bis zum Stoßkurzschlussstrom – liegt die Näherung bis zum Zeitpunkt t_p immer unter dem tatsächlichen Wert des Kurzschlussstroms. Die Abweichungen werden in der Nähe von t_p geringer.

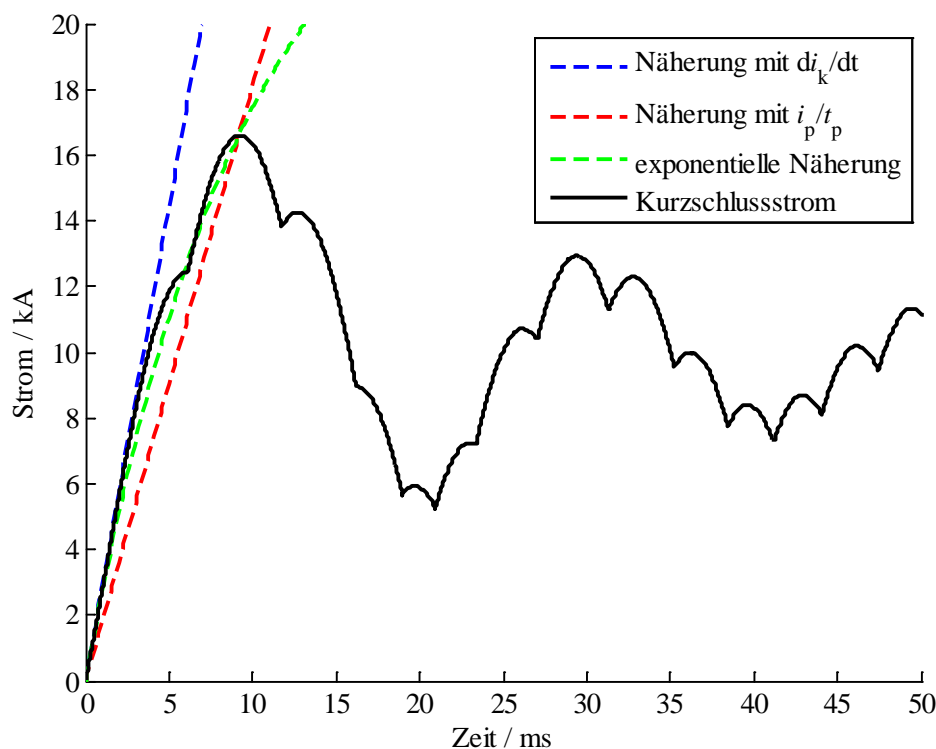


Abbildung 5.9 – Kurzschlussstrom der Sechspulsbrücke und Näherungen für den Stromanstieg nach Kurzschlusseintritt

Einen Kompromiss zwischen beiden Ansätzen liefert folgende exponentielle Gleichung:

$$i_k = 1,582 \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{t_p}} \right) \cdot i_p \quad (5.43)$$

Der Vorfaktor $[= 1/(1-e^{-1})]$ stellt sicher, dass zum Zeitpunkt t_p die Amplitude von i_k dem Stoßkurzschlussstrom entspricht. Die Näherung nach Gleichung (5.43) ist in Abbildung 5.9 als grün-unterbrochene Funktion dargestellt. Für den Zeitbereich zwischen Kurzschlusseintritt bis zum Zeitpunkt t_p stellt diese die beste Näherung dar.

5.1.2 Bipolare Konfiguration

Bei der bipolaren Anordnung werden zwei Sechspulsbrücken gleichstromseitig in Reihe geschaltet, wobei der Mittelpunkt zwischen den Brücken geerdet ist. Die Sechspulsbrücken werden aus dem Drehstromnetz über zwei parallele Transformatoren bzw. über einen Dreiwicklungstransformator versorgt.

Das Ersatzschaltbild der bipolaren Konfigurationen bei einem Kurzschluss zwischen dem positiven und negativen Pol ist in Abbildung 5.10 dargestellt. Die Drehstromseite wird über die Impedanz Z_{AC} [Gleichung (5.44)] und die treibenden Spannungen u_r , u_s und u_t [Gleichung (5.3)]

beschrieben. Die treibenden Spannungen der Transformatoren weisen jeweils die gleiche Phasenlage auf, da die Schaltgruppen der Transformatoren gleich sind.

Die komplexe Impedanz auf der Drehstromseite setzt sich folgendermaßen zusammen:

$$\underline{Z}_{AC} = R_{AC} + j\omega L_{AC} = 2\underline{Z}_{Qt} + \underline{Z}_{TS} \quad (5.44)$$

Mit:

Z_{Qt} Impedanz des Netzes (bezogen auf die Stromrichterseite)

Z_{TS} Impedanz des Transformators (bezogen auf die Stromrichterseite)

Der Faktor 2 ist zu berücksichtigen, da die Transformatoren aus dem gleichen Netz gespeist werden.

Ausgehend vom Kommutierungszustand mit den leitenden Dioden D3, D4 und D5 (Brücke 1) bzw. D9, D10 und D11 (Brücke 2) gelten folgende Differentialgleichungen:

$$i_t R_{AC} + \frac{di_t}{dt} L_{AC} + i_k \cdot (R_{AC} + \frac{1}{2} R_{DC}) + \frac{di_k}{dt} \cdot (\frac{1}{2} L_{DC} + L_{AC}) = u_t - u_r \quad (5.45)$$

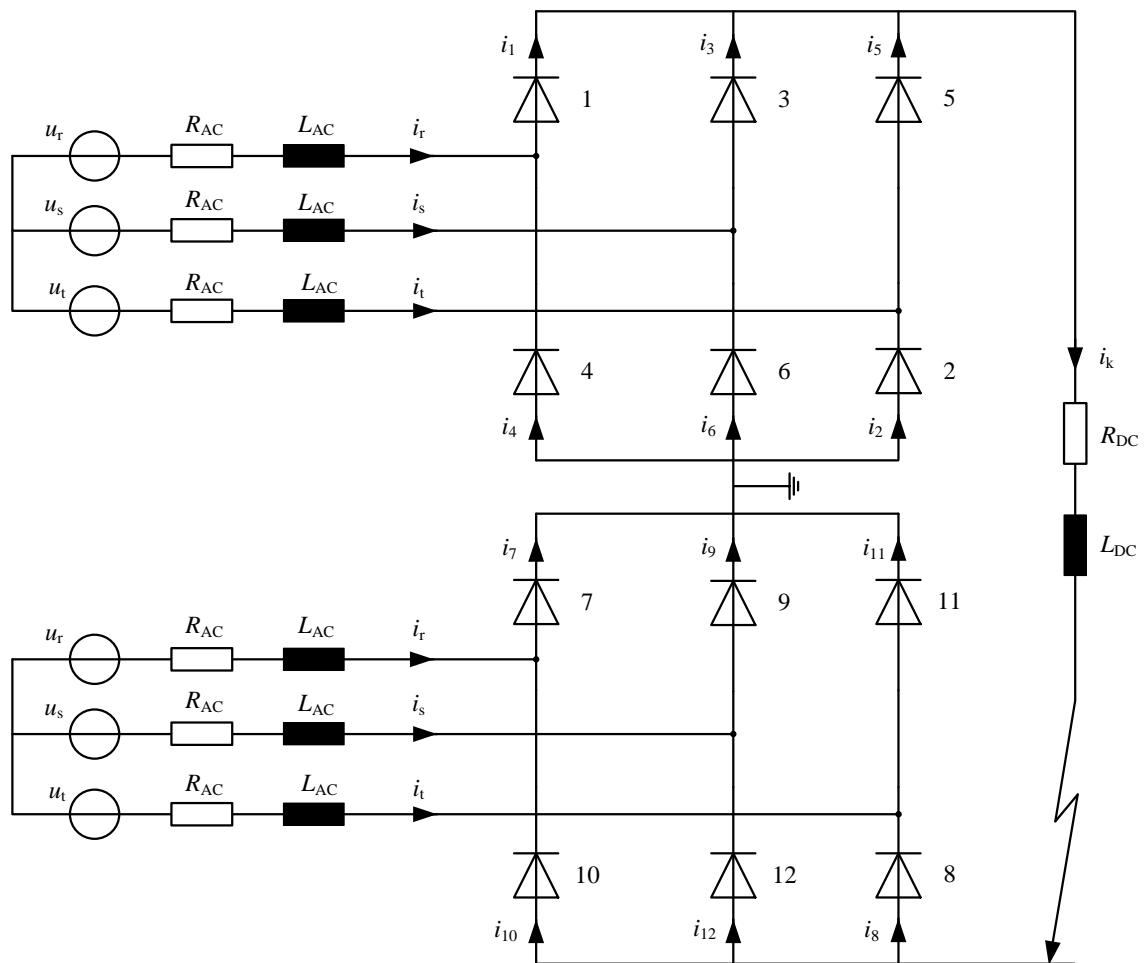


Abbildung 5.10 – Ersatzschaltbild der bipolaren Sechspulsbrücke bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite

$$i_t R_{AC} + \frac{di_t}{dt} L_{AC} - i_s R_{AC} - \frac{di_s}{dt} L_{AC} = u_t - u_s \quad (5.46)$$

Mit Gleichung (5.6) ergibt sich für den Kurzschlussstrom folgender Zusammenhang:

$$3i_k \cdot \underbrace{\left(R_{AC} + \frac{1}{3} R_{DC} \right)}_{R_k} + 3 \frac{di_k}{dt} \cdot \underbrace{\left(L_{AC} + \frac{1}{3} L_{DC} \right)}_{L_k} = -3\hat{u} \sin(\omega t) \quad (5.47)$$

Im Vergleich zur monopolen Sechspulsbrücke (Kapitel 5.1.1) werden für diesen Fall die Parameter der Gleichstromseite mit dem Faktor 1/3 multipliziert. Für den zeitlichen Verlauf des Kurzschlussstroms gelten die Gleichungen (5.8)-(5.11).

Dauerkurzschlussstrom

Die Berechnung des Dauerkurzschlussstroms erfolgt wie im vorangegangenen Kapitel 5.1.1 beschrieben. Im Fall der bipolaren Konfiguration ist der Ersatzwiderstand R_k nach Gleichung (5.47) zu verwenden.

Stoßkurzschlussstrom

Erfolgt der Kurzschluss direkt am Stromrichteranschlusspunkt ($R_{DC} = 0$, $L_{DC} = 0$), gilt Gleichung (5.33) mit dem Stoßfaktor aus Gleichung (5.32) und dem Dauerkurzschlussstrom der bipolaren Konfiguration für die Berechnung des Stoßkurzschlussstroms.

Bei einem Kurzschluss im Netz wird der Stoßfaktor folgendermaßen berechnet [s. a. Gleichung (5.35)]:

$$\kappa = 1 + \frac{2}{\pi} \operatorname{arccot} \left(0,5 \frac{L_{DC}}{L_{AC}} \right) \cdot \sin(\gamma_*) \cdot e^{-\left(\frac{R_{AC}}{X_{AC}} \right)_* \cdot \left(\frac{\pi}{2} + \gamma_* \right)} \quad (5.48)$$

Um den Unterschied zwischen den Ersatzgrößen der monopolen und bipolaren Sechspulsbrücke zu korrigieren, wird das L_{DC}/L_{AC} -Verhältnis mit dem Faktor 0,5 multipliziert:

$$\left(L_{DC} / L_{AC} \right)_{6PBbip} = 0,5 \cdot \left(L_{DC} / L_{AC} \right)_{6PBmon} \quad (5.49)$$

Für den Impedanzwinkel gilt:

$$\gamma_* = \arctan \left(\frac{1}{\frac{R_{AC}}{X_{AC}} \left(1 + \frac{1}{3} \frac{R_{DC}}{R_{AC}} \right)} \right) = \arctan \left(\frac{1}{\left(\frac{R_{AC}}{X_{AC}} \right)_*} \right) \quad (5.50)$$

Abbildung 5.11 zeigt den Stoßfaktor der bipolaren Sechspulsbrücke in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses aus Simulation und Berechnung nach Gleichung (5.48) für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse.

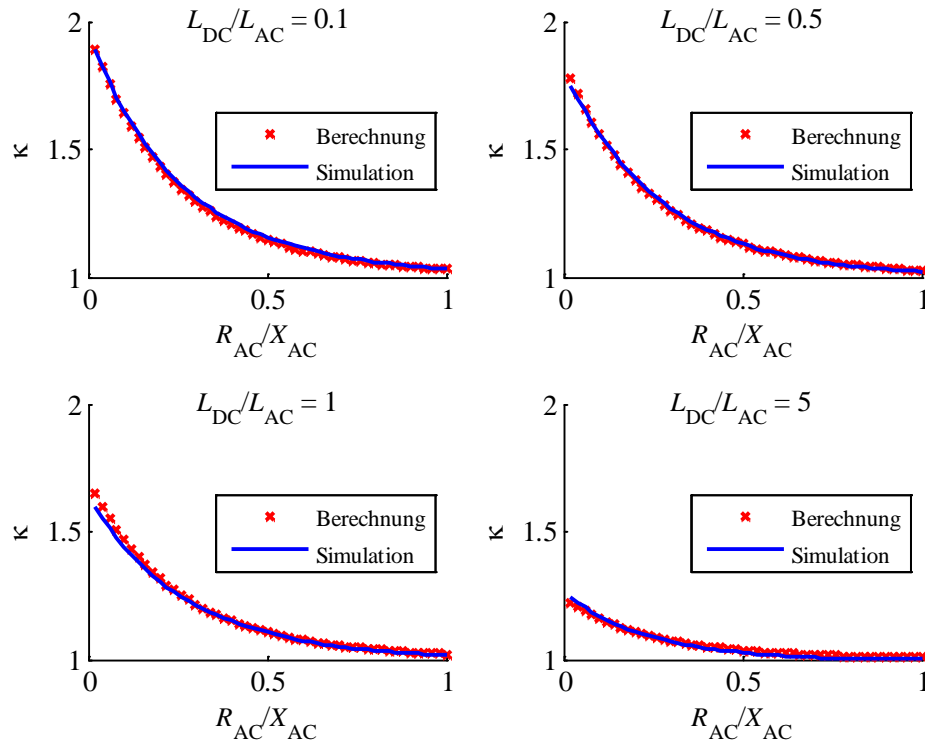


Abbildung 5.11 – Stoßfaktor bei bipolarer Sechspulsbrücke in Abhängigkeit von R_{AC}/X_{AC} für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 1,0

Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom

Für die Berechnung der Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom der bipolaren Konfiguration werden Gleichung (5.37) für $(L_{DC}/L_{AC})_{6PBmon} < 1$ und Gleichung (5.38) für $(L_{DC}/L_{AC})_{6PBmon} \geq 1$ verwendet (siehe auch Abbildung A2.3 im Anhang A2). Hierbei ist jedoch zu beachten, dass für das L_{DC}/L_{AC} -Verhältnis der bipolaren Anordnung Gleichung (5.49) gilt. Der Faktor 0,5 ergibt sich aus der Herleitung des Kurzschlussstroms nach Gleichung (5.47).

Anfangsteilheit

Für die Anfangsteilheit gilt die Herleitung aus Kapitel 5.1.1. Hierbei ist zu beachten, dass für den Ersatzwiderstand R_k und die Ersatzinduktivität L_k die Parameter aus Gleichung (5.47) zu verwenden sind.

5.2 Zwölfpulsbrücke

5.2.1 Monopolare Konfiguration

Werden zwei Sechspulsbrücken gleichstromseitig in Reihe und drehstromseitig über zwei Transformatoren parallelgeschaltet, so entsteht eine Zwölfpulsbrücke. Die Transformatoren müssen dabei unterschiedliche Schaltgruppen besitzen, so dass die stromrichterseitigen Spannungen der jeweiligen Brücken zueinander eine Phasenverschiebung von 30° aufweisen (bspw. Yy0 und Yd11).

Abbildung 5.12 zeigt das Ersatzschaltbild der Zwölfpulsbrücke bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite. Die wesentlichen Parameter werden in Kapitel 5.1 erläutert.

Bei der Zwölfpulsbrücke ist zu beachten, dass sich die komplexe Impedanz der Drehstromseite folgendermaßen zusammensetzt:

$$\underline{Z}_{AC} = R_{AC} + j\omega L_{AC} = 2\underline{Z}_{Qt} + \underline{Z}_{TS} \quad (5.51)$$

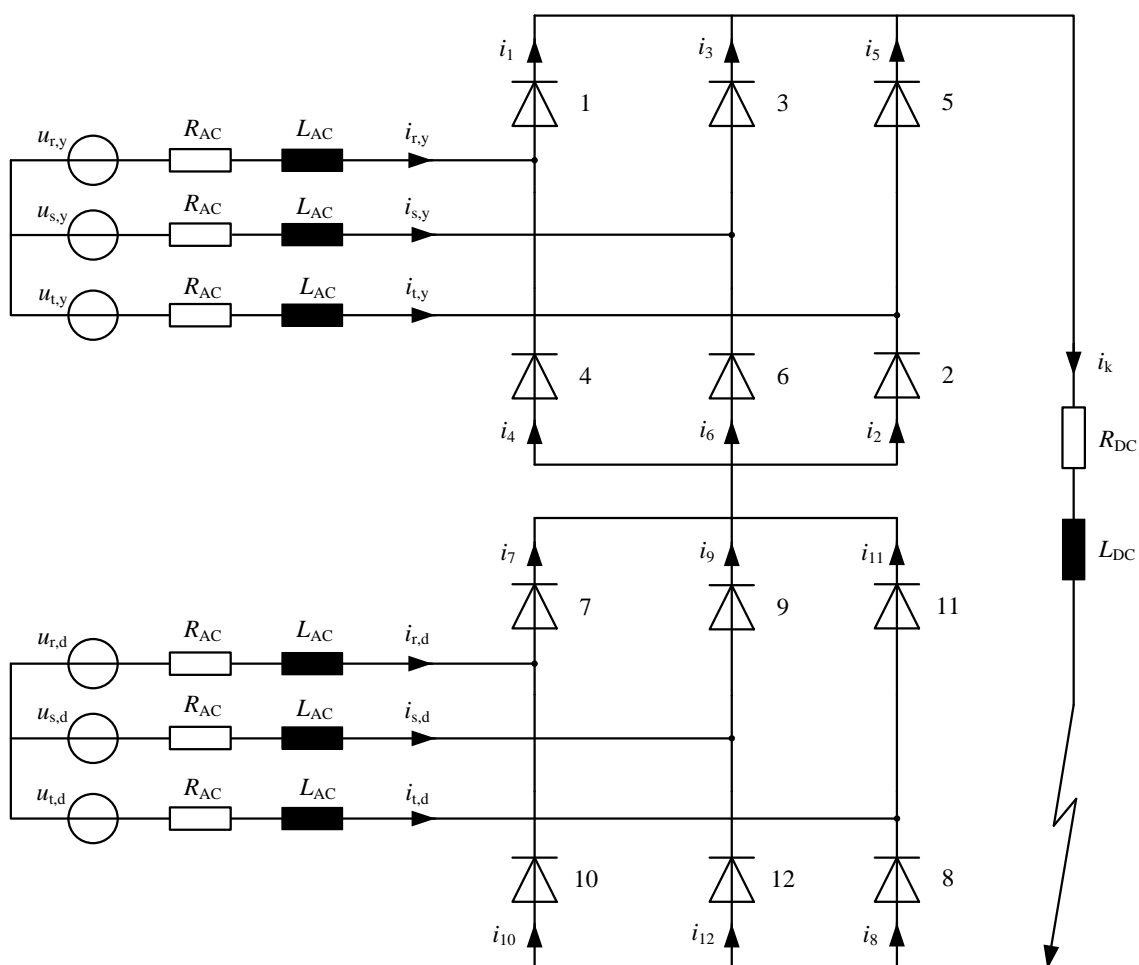


Abbildung 5.12 – Ersatzschaltbild der Zwölfpulsbrücke bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite

Mit:

Z_{Qt} Impedanz des Netzes (bezogen auf die Stromrichterseite)

Z_{TS} Impedanz des Transformators (bezogen auf die Stromrichterseite)

Der Faktor 2 ist zu berücksichtigen, da beide Brücken aus dem gleichen Netz gespeist werden – wie auch bei der bipolaren Anordnung der Sechspulsbrücke nach Kapitel 5.1.2.

Die Spannungen $u_{r,y}$, $u_{s,y}$ und $u_{t,y}$ sind bereits in Gleichung (5.3) beschrieben. Die Spannungen $u_{r,d}$, $u_{s,d}$ und $u_{t,d}$ weisen demgegenüber eine Phasenverschiebung von 30° auf:

$$\begin{aligned} u_{r,d} &= \hat{u} \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{6}\right) \\ u_{s,d} &= \hat{u} \sin\left(\omega t - \frac{5\pi}{6}\right) \\ u_{t,d} &= \hat{u} \sin\left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right) \end{aligned} \tag{5.52}$$

Während des Kurzschlusses leiten in Abhängigkeit der Systemparameter und des Zeitpunkts zwischen sechs und zwölf Dioden. Wird ein Zustand angenommen, in dem sieben Dioden (bspw. D3, D4, D5, D8, D9, D10 und D11) leiten, kann der Kurzschlussstrom – genau wie bei der Sechspulsbrücke – über die Gleichungen (5.4)-(5.9) hergeleitet werden, da die untere Brücke aufgrund der leitenden Dioden D8 und D11 kurzgeschlossen ist. Leiten mehr als sieben Dioden, sind beide Brücken kurzgeschlossen. In diesem Fall wird der Kurzschlussstrom über die Gleichungen (5.10) und (5.11) beschrieben. Der Kurzschlussstrom nimmt somit exponentiell ab.

Da der Kurzschlussstrom, wie auch in Kapitel 5.1 beschrieben, sich aus den zeitlichen Verläufen der einzelnen Leitungszustände zusammensetzt, ist eine geschlossene Lösung für die Berechnung des Kurzschlussstroms nicht möglich, weil dies die Kenntnis der Anfangswerte (Amplitude und Kommutierungszeit) aus dem jeweiligen Leitungszustand voraussetzt.

Dauerkurzschlussstrom

Für die Herleitung des Dauerkurzschlussstroms wird davon ausgegangen, dass stationär sieben Dioden ständig leiten. Ausgehend vom Leitungszustand mit den Dioden D3, D4, D5, D8, D9, D10 und D11 kann dazu Gleichung (5.12) zugrunde gelegt werden. Für die Ersatzparameter R_k und L_k gilt die Impedanz nach Gleichung (5.51) und der Widerstand der Gleichstromseite R_{DC} . Die Induktivität der Gleichstromseite L_{DC} kann bei konservativer Berechnung vernachlässigt werden. Der Dauerkurzschlussstrom der Zwölfpulsbrücke berechnet sich folgendermaßen:

$$\begin{aligned}
I_k &= \frac{6}{\pi} \frac{\hat{u}}{(R_k)^2 + (\omega L_k)^2} \int_{\varphi_k - \frac{\pi}{12}}^{\varphi_k + \frac{\pi}{12}} \omega L_k \cos(\omega t) - R_k \sin(\omega t) d\omega t \\
&= \frac{3}{\pi} (\sqrt{6} - \sqrt{2}) \cdot \hat{u} \frac{\omega L_k \cos(\varphi_k) - R_k \sin(\varphi_k)}{(R_k)^2 + (\omega L_k)^2}
\end{aligned} \tag{5.53}$$

Mit den Definitionen nach Gleichung (5.15) vereinfacht sich Gleichung (5.53) zu:

$$I_k = \frac{3}{\pi} \cdot (\sqrt{6} - \sqrt{2}) \cdot \frac{\hat{u}}{\sqrt{(R_k)^2 + (\omega L_k)^2}} \tag{5.54}$$

Verglichen mit dem Dauerkurzschlussstrom der Sechspulsbrücke ergibt sich folgendes Verhältnis:

$$\frac{I_{k12P}}{I_{k6P}} = (\sqrt{6} - \sqrt{2}) \cdot \frac{Z_{k6PB}}{Z_{k12P}} \tag{5.55}$$

Bei gleichem Impedanzverhältnis ist der Dauerkurzschlussstrom der Zwölfpulsbrücke I_{k12P} um den Faktor $(\sqrt{6} - \sqrt{2}) \approx 1,035$ größer. Wird die Welligkeit vernachlässigt und nur der Spitzenwert des Dauerkurzschlussstroms betrachtet, sind beide Dauerkurzschlussströme gleich groß.

Stoßkurzschlussstrom

Wird in einem ersten Schritt von einem direkten Stromrichterkurzschluss ausgegangen, ist die Gleichstromseite zu vernachlässigen ($R_{DC} = 0$, $L_{DC} = 0$). In diesem Fall wird der Stoßkurzschlussstrom ausschließlich vom Leiterstrom einer Phase bestimmt, welcher von den Parametern R_{AC} , L_{AC} und \hat{u} abhängt. Genau wie bei der Sechspulsbrücke gelten für den Stoßkurzschlussstrom der Zwölfpulsbrücke bei einem direkten Stromrichterkurzschluss die Gleichungen (5.16)-(5.33). Abbildung 5.13 zeigt den Stoßfaktor κ in Abhängigkeit vom R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis bei einem Kurzschluss am Stromrichteranschlusspunkt (Berechnung und Simulation). Simulation und Berechnung stimmen überein; der Stoßfaktor variiert in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses zwischen 2 und 1.

Wie im vorherigen Kapitel bereits beschrieben, kann dieser Verlauf als obere Grenze angesehen werden, da unter Berücksichtigung der Parameter der Gleichstromseite die Amplitude des Stoßkurzschlussstroms abnimmt.

Wird bei der Berechnung des Stoßfaktors – unter Berücksichtigung der Parameter der Gleichstromseite – Gleichung (5.35) zugrunde gelegt, ergeben sich die in Abbildung 5.14 dargestellten Verläufe (grüne Funktion). Denen sind die Ergebnisse aus der Simulation (blaue Funktion) und die Berechnungen nach Gleichung (5.32) gegenübergestellt (rote Funktion).

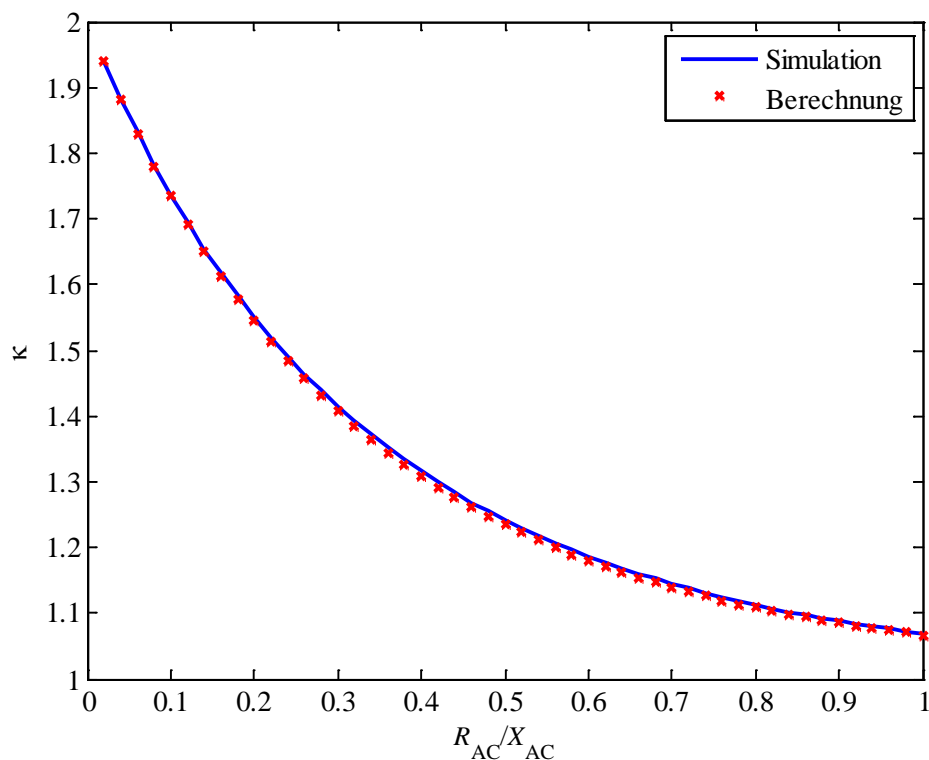


Abbildung 5.13 – Stößfaktor κ der Zwölfpulsbrücke in Abhängigkeit von R_{AC}/X_{AC} bei direktem Stromrichter Kurzschluss

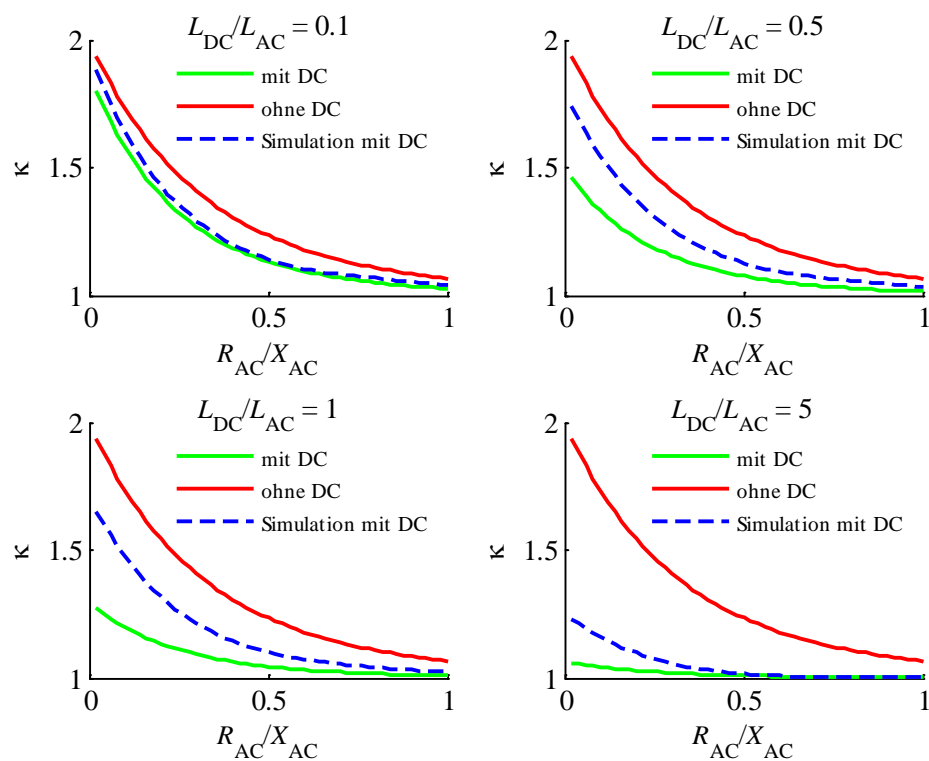


Abbildung 5.14 – Stößfaktor aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Berücksichtigung der Parameter der Gleichstromseite) für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 1,0

Gleichung (5.32) stellt, wie schon angesprochen, die obere Grenze dar. Die Berechnung des Stoßfaktors nach Gleichung (5.35) liefert in allen Fällen Werte, die unter denen aus der Simulation liegen. Da bei der Zwölfpulsbrücke zum Zeitpunkt des Stoßkurzschlussstroms mehr als drei Dioden leiten, ist der Ansatz nach den Gleichungen (5.34)-(5.36) nicht mehr gültig.

Zwischen dem Stoßfaktor der Zwölfpulsbrücke und dem R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis ist nach Abbildung 5.14 ein exponentieller Zusammenhang mit dem Grenzwert 1 erkennbar:

$$\kappa = 1 + a \cdot e^{b \cdot \frac{R_{AC}}{X_{AC}}} \quad (5.56)$$

Die Faktoren a und b berücksichtigen den Einfluss der Verhältnisse L_{DC}/L_{AC} und R_{DC}/R_{AC} . Mit Hilfe einer numerischen Approximation (linear und exponentiell) werden für die beiden Parameter folgende Gleichungen ermittelt:

$$a = \left(-0,02 \frac{R_{DC}}{R_{AC}} + 0,838 \right) \cdot e^{-0,3635 \cdot \frac{L_{DC}}{L_{AC}}} + 0,1364 \quad (5.57)$$

$$b = -0,325 \frac{L_{DC}}{L_{AC}} \cdot \left(0,59 \frac{R_{DC}}{R_{AC}} + 2,925 \right) \quad (5.58)$$

Für die Verhältnisse $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ und $R_{DC}/R_{AC} = 5$ ergeben sich beispielhaft die folgenden Ergebnisse.

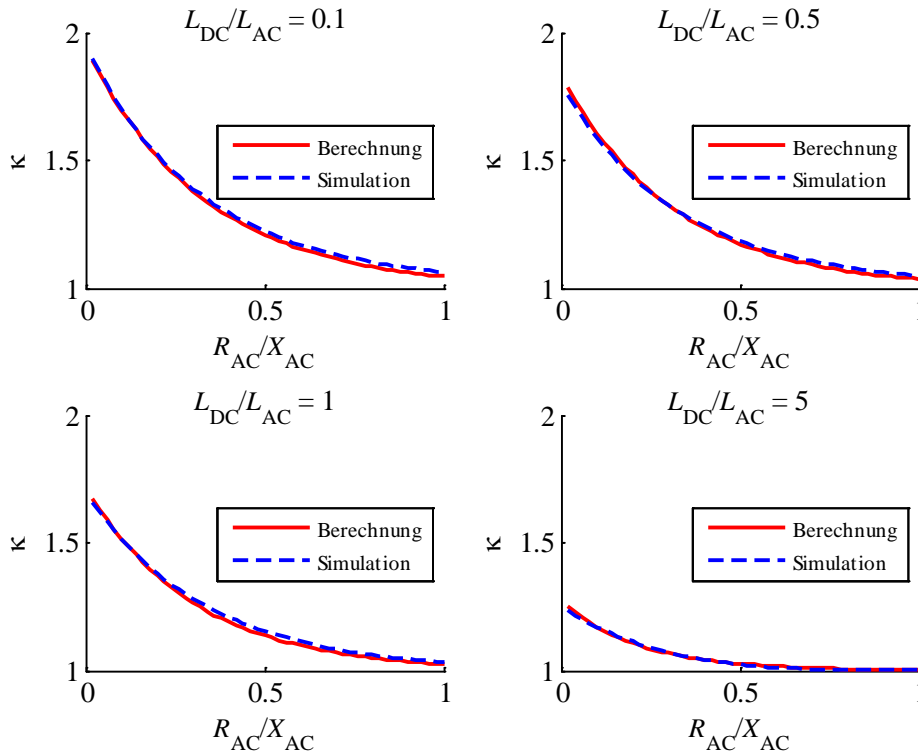


Abbildung 5.15 – Stoßfaktor aus Berechnung (Näherungsfunktion) und Simulation für $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$

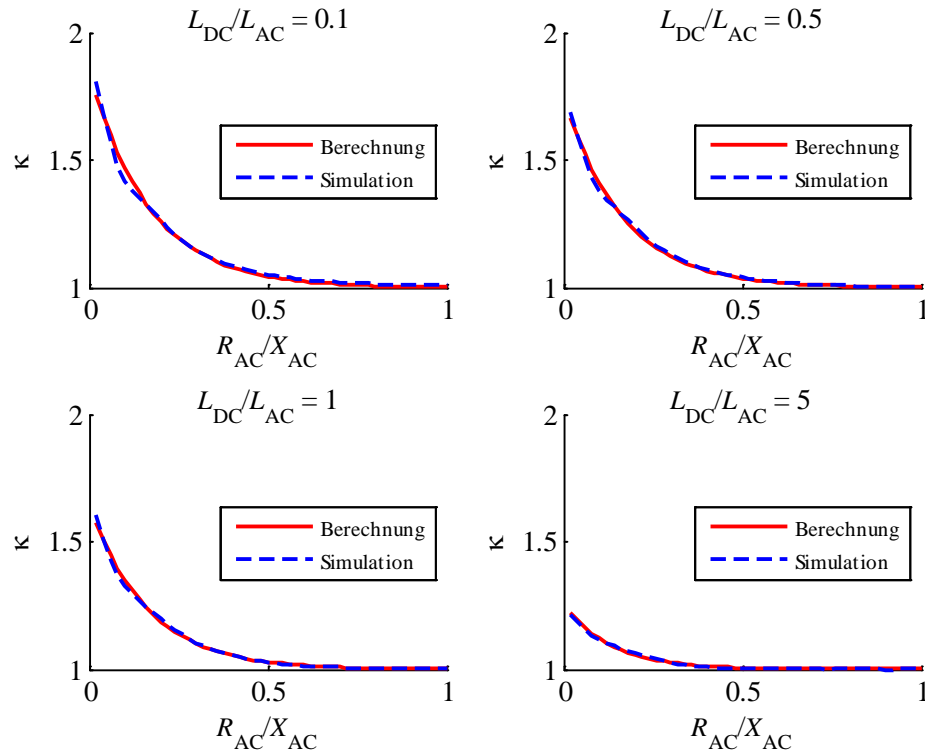


Abbildung 5.16 – Stoßfaktor aus Berechnung (Näherungsfunktion) und Simulation für $R_{DC}/R_{AC} = 5$

Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom

Bei einem Kurzschluss direkt am Stromrichteranschlusspunkt verhält sich die Zwölfpulsbrücke bezüglich der Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom t_p wie die Sechspulsbrücke. Abbildung 5.17 zeigt den Vergleich von t_p aus Simulation, iterativer Berechnung nach Gleichung (5.29) und Näherungsfunktion nach Gleichung (5.30) in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses. Die Näherung stimmt ungefähr mit dem Simulationsergebnis überein. Für die Berechnung von t_p der Zwölfpulsbrücke bei einem Kurzschluss am Stromrichteranschlusspunkt kann somit die Näherungsgerade nach Gleichung (5.37) verwendet werden, die linear von κ abhängt [siehe Gleichung (5.32)].

Unter Berücksichtigung der Parameter der Gleichstromseite bei einem Kurzschluss innerhalb des Gleichstromnetzes hat die Abhängigkeit nach Abbildung 5.17 nur noch eingeschränkt – für niedrige R_{DC}/R_{AC} - und L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse – Gültigkeit.

In Abbildung 5.18 ist die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom Stoßfaktor für verschiedene R_{DC}/R_{AC} - und L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse dargestellt. Da bei der Zwölfpulsbrücke der Abstand zwischen zwei Pulsen mit 1,66 ms im Vergleich zur Sechspulsbrücke geringer ist, treten für ein festes L_{DC}/L_{AC} -Verhältnis in Abhängigkeit von κ häufiger Sprünge auf. Für $L_{DC}/L_{AC} < 1$ kann für die Berechnung von t_p Gleichung (5.37) zugrunde gelegt werden.

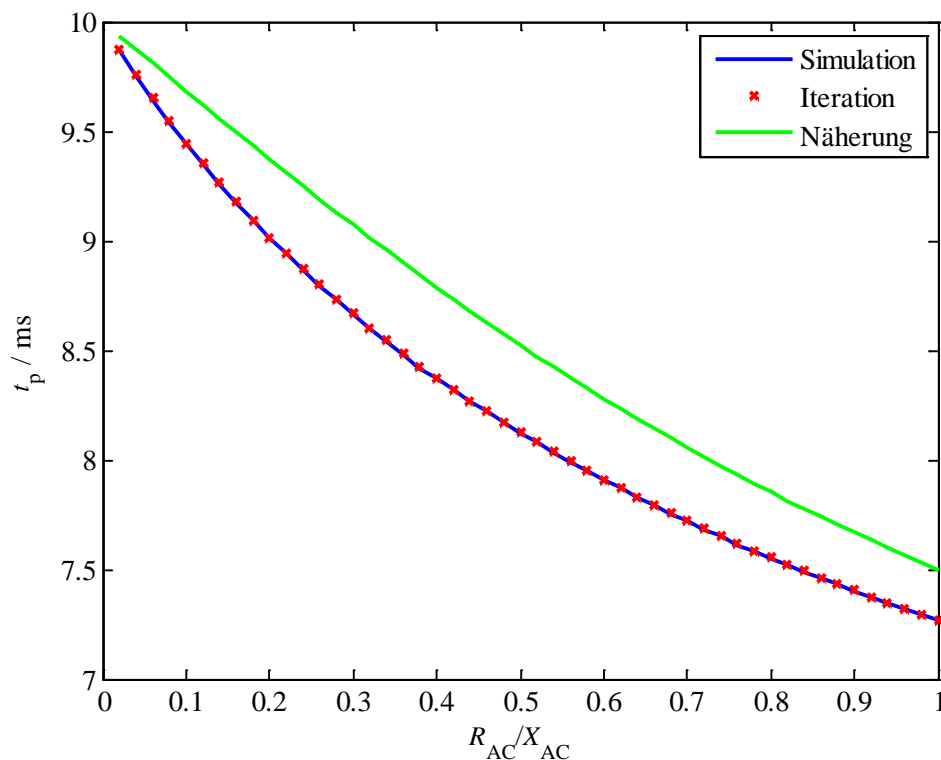


Abbildung 5.17 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom für die Zwölfpulsbrücke aus Simulation, Iteration und Näherung bei einem Kurzschluss am Stromrichteranschlusspunkt

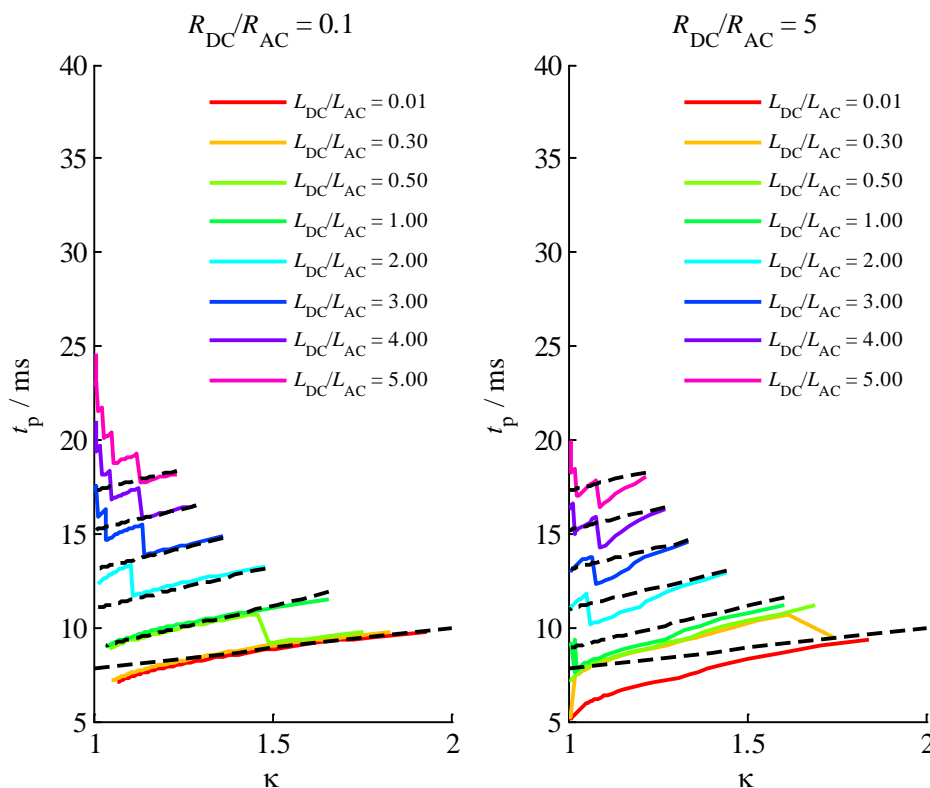


Abbildung 5.18 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom Stoßfaktor für verschiedene L_{DC}/L_{AC} - und R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse

Für $L_{DC}/L_{AC} \geq 1$ wird folgende Näherungsfunktion verwendet, die auf Grundlage der Simulationsergebnisse für $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ bestimmt ist:

$$t_p = 4,5\kappa + 2,3 + 2,1 \frac{L_{DC}}{L_{AC}} \quad (5.59)$$

Die Näherungsgerade ist als schwarz-unterbrochene Funktion in Abbildung 5.18 dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass für kleine R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse eine sehr gute Annäherung erreicht wird. Bei relativ großen R_{DC}/R_{AC} -Verhältnissen nehmen die Abweichungen zu, was hauptsächlich für kleinere κ -Werte zutrifft.

Anfangsteilheit

Für die Herleitung der Anfangsteilheit wird von einem Zustand mit den leitenden Dioden D1, D5, D6 und D7, D11, D12 ausgegangen, der für $\varphi = 0$ und $t_0 = 0$ vorliegt. Hierfür kann der Kurzschlussstrom durch folgende Differentialgleichung beschrieben werden:

$$i_k \cdot \underbrace{\left(R_{AC} + \frac{1}{3} R_{DC}\right)}_{R_k} + \frac{di_k}{dt} \cdot \underbrace{\left(L_{AC} + \frac{1}{3} L_{DC}\right)}_{L_k} = \hat{u} \cos\left(\frac{\pi}{12}\right) \cos\left(\omega t - \frac{3\pi}{12}\right) \quad (5.60)$$

Sind die Anfangsbedingungen null (kein Laststrom, Kurzschlusszeitpunkt $t_0 = 0$), ergibt sich für den Kurzschlussstrom die folgende Lösung:

$$i_k = \left[\cos\left(\frac{\pi}{12}\right) \frac{\hat{u} \cos\left(\frac{\pi}{12}\right)}{R_k^2 + (\omega L_k)^2} \cdot \left(R_k \cos(\omega t) + \omega L_k \sin(\omega t) - R_k \cdot e^{-\frac{R_k}{\omega L_k} \omega t} \right) \right. \\ \left. + \sin\left(\frac{\pi}{12}\right) \frac{\hat{u} \cos\left(\frac{\pi}{12}\right)}{R_k^2 + (\omega L_k)^2} \cdot \left(R_k \sin(\omega t) - \omega L_k \cos(\omega t) + \omega L_k \cdot e^{-\frac{R_k}{\omega L_k} \omega t} \right) \right] \quad (5.61)$$

mit der Ableitung

$$\frac{di_k}{dt} = \left[\cos\left(\frac{\pi}{12}\right) \frac{\hat{u} \cos\left(\frac{\pi}{12}\right)}{R_k^2 + (\omega L_k)^2} \cdot \left(-\omega R_k \sin(\omega t) + \omega^2 L_k \cos(\omega t) + \frac{R_k^2}{L_k} \cdot e^{-\frac{R_k}{\omega L_k} \omega t} \right) \right. \\ \left. + \sin\left(\frac{\pi}{12}\right) \frac{\hat{u} \cos\left(\frac{\pi}{12}\right)}{R_k^2 + (\omega L_k)^2} \cdot \left(\omega R_k \cos(\omega t) + \omega^2 L_k \sin(\omega t) - \omega R_k \cdot e^{-\frac{R_k}{\omega L_k} \omega t} \right) \right] \quad (5.62)$$

Mit Gleichung (5.62) kann der Kurzschlussstromverlauf linear für die ersten Millisekunden nach Kurzschlusseintritt approximiert werden [s. a. Gleichung (5.41)]. Hierfür wird ebenfalls ein Winkel von $\pi/8$ angesetzt.

Die alternativen Näherungsfunktionen aus den Gleichungen (5.42) und (5.43) (siehe Kapitel 5.1.1) gelten auch für die Zwölfpulsbrücke. Die drei Berechnungsvarianten sind zusammen mit dem Kurzschlussstromverlauf in Abbildung 5.19 dargestellt.

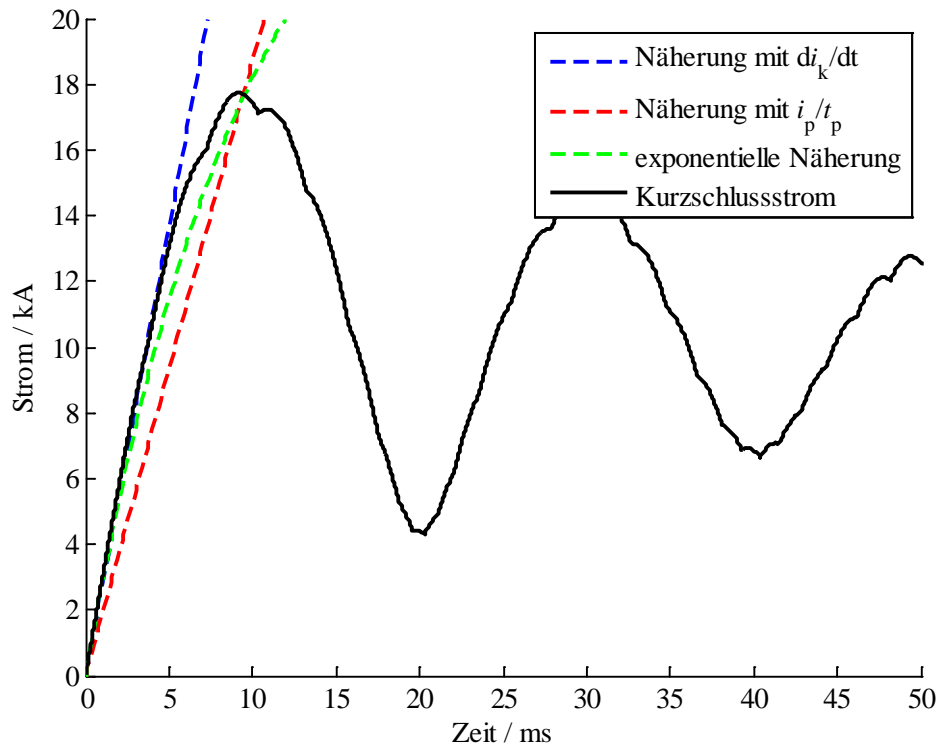


Abbildung 5.19 – Kurzschlussstrom der Zwölfpulsbrücke und Näherungen für den Stromanstieg nach Kurzschlusseintritt

5.2.2 Bipolare Konfiguration

Bei der bipolaren Konfiguration werden gleichstromseitig zwei Zwölfpulsbrücken in Reihe geschaltet, deren Mittelpunkt geerdet ist. Da die beiden Zwölfpulsbrücken aus dem gleichen Netz gespeist werden und die Transformatoren jeweils die gleichen Schaltgruppen aufweisen, tritt gegenüber den Spannungen der Zwölfpulsbrücken keine Phasenverschiebung auf. Die Herleitung des Kurzschlussstromverlaufs für einen beliebigen Leitungszustand erfolgt entsprechend Kapitel 5.1.2, für den in diesem Fall mindestens zwölf leitende Dioden zugrunde gelegt werden. Die Ersatzgrößen für die bipolare Anordnung bei zwölf leitenden Dioden ergeben sich zu:

$$\begin{aligned} R_k &= R_{AC} + \frac{1}{6} R_{DC} \\ L_k &= L_{AC} + \frac{1}{6} L_{DC} \end{aligned} \quad (5.63)$$

Die treibende Spannung der entsprechenden Differentialgleichung, wie bspw. in Gleichung (5.60), hängt vom Leitungszustand ab.

Dauerkurzschlussstrom

Die Berechnung des Dauerkurzschlussstroms erfolgt wie in Kapitel 5.2.1 beschrieben. Hierbei ist der Widerstand R_k nach Gleichung (5.63) zu verwenden.

Stoßkurzschlussstrom

Der Stoßkurzschlussstrom resultiert aus dem Produkt aus Stoßfaktor und Dauerkurzschlussstrom. Für die Berechnung des Stoßfaktors werden die Gleichungen (5.56)-(5.58) verwendet. Die Eingangsgrößen L_{DC}/L_{AC} und R_{DC}/R_{AC} werden mit dem Faktor 0,5 multipliziert (s. a. Kapitel 5.1.2), um den Unterschied zwischen den Ersatzgrößen von monopolarer und bipolarer Konfiguration auszugleichen.

Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom

Für die Berechnung der Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom der bipolaren Konfiguration werden Gleichung (5.37) für $(L_{DC}/L_{AC})_{12PBmon} < 1$ und Gleichung (5.59) für $(L_{DC}/L_{AC})_{12PBmon} \geq 1$ verwendet. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass für das L_{DC}/L_{AC} -Verhältnis der bipolaren Anordnung gilt:

$$(L_{DC} / L_{AC})_{12PBbip} = 0,5 \cdot (L_{DC} / L_{AC})_{12PBmon} \quad (5.64)$$

Der Faktor 0,5 ergibt sich aus der Herleitung des Kurzschlussstroms wie oben beschrieben.

Anfangsteilheit

Für die Anfangsteilheit gilt die Herleitung nach Kapitel 5.2.1. Hierbei ist zu beachten, dass für den Ersatzwiderstand R_k und die Ersatzinduktivität L_k die Parameter aus Gleichung (5.63) zu verwenden sind.

5.3 Zweipunktstromrichter

5.3.1 Monopolare Konfiguration

Der Zweipunktstromrichter gehört zu den selbstgeführten Stromrichtern mit abschaltbaren IGBTs, die antiparallel zu Dioden geschaltet sind. Bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite werden diese IGBTs innerhalb weniger Mikrosekunden blockiert, weswegen sie für eine Kurzschlussbetrachtung zu vernachlässigen sind (s. a. Kapitel 2.3.4). Ein entsprechendes Ersatzschaltbild ist in Abbildung 5.20 dargestellt.

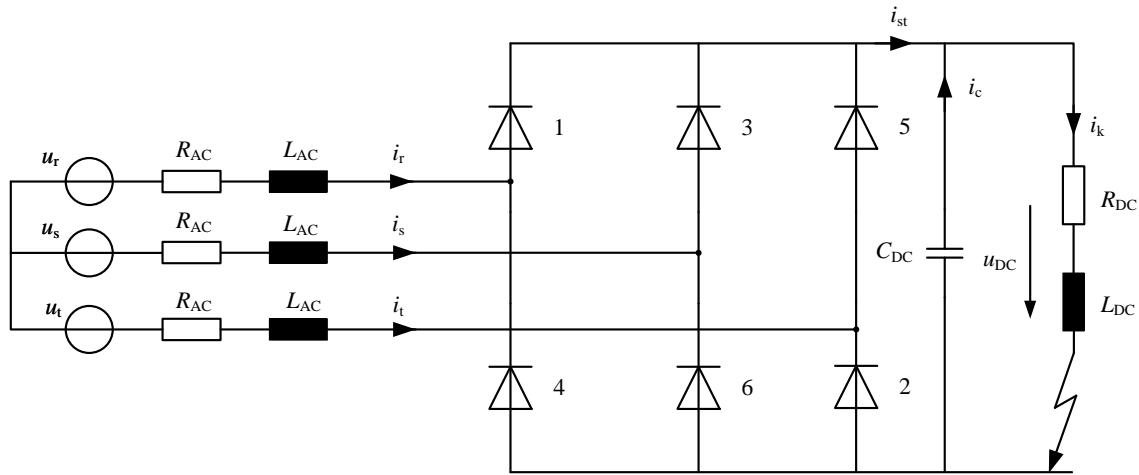


Abbildung 5.20 – Ersatzschaltbild des Zweipunktstromrichters bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite

Die Besonderheit bei diesem Stromrichtertyp ist der Kondensator auf der Gleichstromseite mit der Kapazität C_{DC} . Vor Kurzschlusseintritt ist der Kondensator auf die Spannung u_{DC} geladen. Bei Vernachlässigung des Kondensators entspricht das Ersatzschaltbild des Zweipunktstromrichters dem der Sechspulsbrücke.

Wird der Spannungsumlauf auf der Gleichstromseite betrachtet, so ergibt sich folgende Differentialgleichung:

$$i_k R_{DC} + \frac{di_k}{dt} L_{DC} + \frac{1}{C_{DC}} \int i_c dt = 0 \quad (5.65)$$

Der Strom i_c stellt den Entladestrom des Kondensators dar. Der Kurzschlussstrom i_k setzt sich folgendermaßen zusammen:

$$i_k = i_{st} + i_c \quad (5.66)$$

Dabei ist i_{st} der Strom, der von der Sechspulsbrücke eingespeist wird. Gleichung (5.65) eingesetzt in Gleichung (5.66) ergibt:

$$i_k R_{DC} + \frac{di_k}{dt} L_{DC} + \frac{1}{C_{DC}} \int i_k dt - \frac{1}{C_{DC}} \int i_{st} dt = 0 \quad (5.67)$$

Gleichung (5.67) setzt sich aus einer RLC-Gleichung mit dem Kurzschlussstrom i_k abzüglich eines Terms, welcher durch den Stromrichterstrom i_{st} bestimmt ist, zusammen. Unter der Annahme, dass der Stromrichteranteil in den ersten Millisekunden nach Kurzschlusseintritt relativ niedrig ist, kann der negative Term vernachlässigt werden. Durch weitere Umformungen resultiert folgende Differentialgleichung zweiter Ordnung:

$$\frac{d^2 i_k}{dt^2} + \frac{di_k}{dt} \frac{R_{DC}}{L_{DC}} + i_k \frac{1}{L_{DC} C_{DC}} = 0 \quad (5.68)$$

Die Parameter auf der Gleichstromseite können durch folgende Faktoren ersetzt werden:

$$\begin{aligned}\delta &= \frac{R_{\text{DC}}}{2L_{\text{DC}}} \\ \omega_0^2 &= \frac{1}{L_{\text{DC}}C_{\text{DC}}}\end{aligned}\tag{5.69}$$

Mit:

δ Dämpfungskoeffizient des RLC-Kreises

ω_0 Eigenfrequenz des RLC-Kreises

Mit dem Ansatz $i_k = K \cdot e^{\lambda t}$ wird Gleichung (5.68) erweitert zu:

$$K \cdot e^{\lambda t} \cdot (\lambda^2 + 2\delta\lambda + \omega_0^2) = 0\tag{5.70}$$

Die Lösung der charakteristischen Gleichung ist:

$$\lambda_{1,2} = -\delta \pm \sqrt{\delta^2 - \omega_0^2}\tag{5.71}$$

Unter der Voraussetzung, dass $\omega_{\text{res}}^2 = \delta^2 - \omega_0^2 < 0$ ist, folgt als komplexe Lösung:

$$\lambda_{1,2} = -\delta \pm j\omega_{\text{res}}\tag{5.72}$$

Mit den Anfangsbedingungen $i_k(0) = 0$ und $i_k'(0) = U_{\text{DC}}/L_{\text{DC}}$ folgt für den Kurzschlussstrom:

$$i_k = \frac{U_{\text{DC}}}{\omega_{\text{res}}L_{\text{DC}}} \sin(\omega_{\text{res}}t) \cdot e^{-\delta t}\tag{5.73}$$

Mit:

U_{DC} Gleichspannung vor Kurzschlusseintritt

Wie bereits angesprochen, gilt Gleichung (5.73) unter der Voraussetzung, dass der Stromrichterbeitrag vernachlässigbar gering ist.

Abbildung 5.21 stellt beispielhaft den Kurzschlussstrom i_k und die Teilströme i_{st} und i_c aus einer Simulation mit den Modellparametern aus Tabelle A2.2 und Tabelle A2.4 dar. Zum Vergleich ist zusätzlich der berechnete Kurzschlussstrom i_k^* nach Gleichung (5.73) zu sehen. Abbildung 5.21a zeigt die Ströme für einen Kurzschluss in 10 km Entfernung und Abbildung 5.21b in 100 km Entfernung vom Stromrichteranschlusspunkt.

Tritt der Kurzschluss elektrisch nah am Stromrichter auf (R_{DC} und L_{DC} sind relativ klein), wird der Kurzschlussstrom bis zu seinem Stoßkurzschlussstrom durch den Kondensatorstrom bestimmt (siehe Abbildung 5.21a). Der Stromrichteranteil ist in diesem Fall direkt nach Kurzschlusseintritt vergleichsweise gering (grüne Funktion). Wird die Spannung des Kondensators null, kommutiert der Kondensatorstrom augenblicklich auf die Stromrichterzweige. An-

schließlich klingt der Kurzschlussstrom exponentiell ab. Der berechnete Kurzschlussstrom i_k^* stimmt mit dem Kurzschlussstrom bis zum Stoßkurzschlussstrom überein. Der Stromrichteranteil bewirkt eine Reduktion des Entladestroms des Kondensators. Die Summe aus reduziertem Kondensatorstrom und Stromrichteranteil stimmen bis zum Maximalwert von i_k^* mit der Berechnung fast überein, weswegen die Vernachlässigung von i_{st} in Gleichung (5.68) gerechtfertigt ist.

Im zweiten Szenario nach Abbildung 5.21b wird der Kurzschlussstrom durch die höheren R_{DC} - und L_{DC} -Werte deutlich reduziert. Zusätzlich tritt der Stoßkurzschlussstrom später auf. Wie auch im vorangegangenen Beispiel wird der Kondensatorstrom durch den Stromrichterstrom reduziert. In diesem Fall tritt dieser Einfluss deutlicher in Erscheinung, da der Stromrichteranteil im Verhältnis deutlich größer ist. Die Kurzschlussströme aus Simulation und Berechnung stimmen bis zum Scheitelwert von i_k^* in etwa überein. Da der Stromrichterstrom darauffolgend bis zur Kommutierung des Kondensatorstroms (bzw. bis zum Spannungsnulldurchgang der Kondensatorspannung) weiterhin ansteigt, unterscheiden sich die Stoßkurzschlussströme aus Berechnung und Simulation.

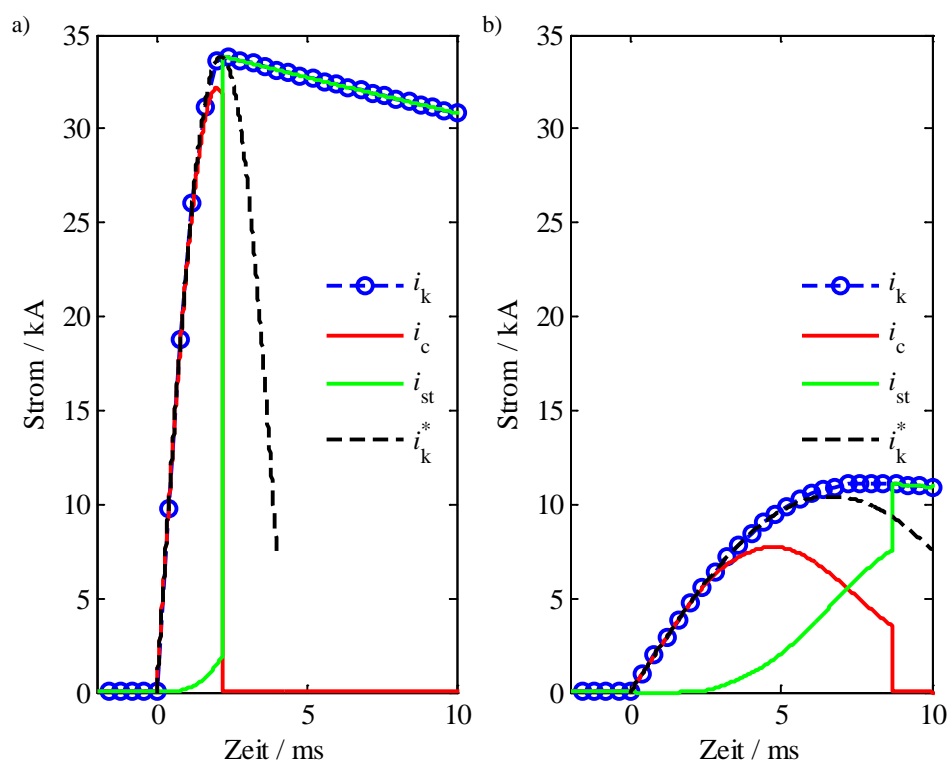


Abbildung 5.21 – Kurzschlussstrom, Kondensatorstrom und Stromrichterstrom des Zweipunktstromrichters

a) Kurzschluss in 10 km Entfernung vom Stromrichteranschlusspunkt

b) Kurzschluss in 100 km Entfernung vom Stromrichteranschlusspunkt

Um den Einfluss des Stromrichterstroms i_{st} auf den Entladestrom i_c des Kondensators aufzuzeigen, ist der Vorgang vereinfacht bei Kurzschlusseintritt in einem Ersatzschaltbild nach Abbildung 5.22 dargestellt. Der Kurzschluss wird hierbei durch einen Schaltvorgang auf der

Gleichstromseite eingeleitet. Der Stromrichter wird durch eine Gleichspannungsquelle mit der Leerlaufspannung $U_0 = U_{DC}$ und durch einen Innenwiderstand R_i repräsentiert. Der Innenwiderstand resultiert aus dem Verhältnis aus Gleichspannung U_{DC} und Dauerkurzschlussstrom I_k . Der Kondensator ist vor Kurzchlusseintritt auf die Spannung U_{DC} aufgeladen.

Für die Bestimmung des zeitlichen Verlaufs von i_c wird mit Gleichung (5.66) i_k aus Gleichung (5.65) eliminiert und die Laplacetransformation angewendet:

$$i_c \cdot \left(R_{DC} + pL_{DC} + \frac{1}{pC_{DC}} \right) + i_{st} \cdot (R_{DC} + pL_{DC}) = \frac{U_{DC}}{p} \quad (5.74)$$

Aus dem Spannungsumlauf der Masche I und der anschließenden Laplacetransformation folgt:

$$-\frac{U_{DC}}{p} + i_{st}R_i - \frac{1}{pC_{DC}}i_c + \frac{U_{DC}}{p} = 0 \quad (5.75)$$

$$i_{st} = \frac{1}{p} \frac{1}{R_i C_{DC}} i_c \quad (5.76)$$

Eingesetzt in Gleichung (5.74) und aufgelöst nach dem Entladestrom i_c :

$$i_c = \frac{U_{DC}}{L_{DC}} \frac{1}{\left(p^2 + p \underbrace{\left(\frac{R_{DC}}{L_{DC}} + \frac{1}{R_i C_{DC}} \right)}_{2\delta_2} + \underbrace{\frac{1}{L_{DC} C_{DC}} + \frac{R_{DC}}{R_i L_{DC} C_{DC}}}_{\omega_{02}^2} \right)} \quad (5.77)$$

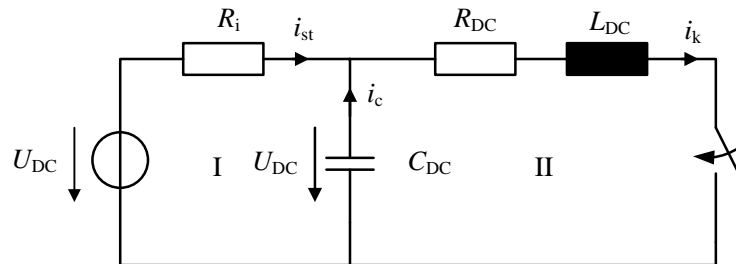


Abbildung 5.22 – Entladung des Gleichstromkondensators unter Einfluss einer Ersatzspannungsquelle mit Innenwiderstand R_i

Für den zeitlichen Verlauf folgt demnach:

$$i_c = \frac{U_{DC}}{\omega_{res2} L_{DC}} \sin(\omega_{res2} t) \cdot e^{-\delta_2 t} \quad (5.78)$$

mit

$$\omega_{res2} = \sqrt{\delta_2^2 - \omega_{02}^2} \quad (5.79)$$

Gleichung (5.78) unterscheidet sich von Gleichung (5.73) durch die beiden Parameter δ_2 und ω_{02} , die jeweils im zweiten Term den Innenwiderstand des Stromrichters berücksichtigen. Bei Vernachlässigung des Stromrichterstroms ($R_i \rightarrow \infty$) sind beide Gleichungen identisch. Nach Gleichung (5.77) führt der Stromrichterstrom somit zu einer Vergrößerung des Abklingkoeffizienten und zu einer Veränderung der Frequenz des Entladestroms. Die Frequenzänderung hängt von der Größe des Innenwiderstands und der RLC-Parameter ab. In dem Beispiel aus Abbildung 5.21 hat der beeinflusste Entladestrom eine höhere Frequenz.

Aus Gleichung (5.78) folgt für den Stromrichterstrom:

$$i_{st} = \frac{U_{DC}}{R_i} + \frac{1}{R_i C_{DC}} \int i_c dt \quad (5.80)$$

$$i_{st} = \frac{U_{DC}}{R_i} \cdot \left[\frac{1}{L_{DC} C_{DC}} \frac{1}{\delta_2^2 + \omega_{res2}^2} - \frac{1}{\omega_{res2} L_{DC} C_{DC}} \cdot (\delta_2 \sin(\omega_{res2} t) + \omega_{res2} \cos(\omega_{res2} t)) \cdot \frac{e^{-\delta_2 t}}{\delta_2^2 + \omega_{res2}^2} \right] \quad (5.81)$$

Wird zusätzlich zum Innenwiderstand des Stromrichters in Abbildung 5.22 eine Induktivität berücksichtigt, so ergibt sich für das Nennerpolynom des Kondensatorstroms im Laplacebereich eine Gleichung dritter Ordnung. Die Nullstellen müssen in diesem Fall numerisch berechnet werden. Die Berechnung ist im Anhang A2 dargestellt.

Abbildung 5.23 zeigt dazu exemplarisch den Kurzschluss-, Kondensator- und Stromrichterstrom für das Ersatzschaltbild mit Sechspulsbrücke und für das vereinfachte Ersatzschaltbild mit Gleichspannungsquelle (ESB). Wird der Stromrichterstrom über eine Gleichspannungsquelle mit ohmschen Innenwiderstand berücksichtigt, ist der Einfluss auf den Kondensatorstrom größer, da i_{stESB} relativ schnell ansteigt (siehe Abbildung 5.23a). Der resultierende Kurzschlussstrom ist jedoch größer als der des Zweipunktstromrichters, da der Stromrichterstrom schneller ansteigt als der Kondensatorstrom abnimmt.

Wird zusätzlich noch eine Inneninduktivität $L_i = L_{AC}$ berücksichtigt, ist der Stromanstieg des Stromrichterstroms geringer, wodurch eine bessere Annäherung zum ursprünglichen Verlauf erreicht wird (siehe Abbildung 5.23b).

Die in diesem Abschnitt behandelten Ausführungen gelten für einen Zustand mit drei simultan leitenden Dioden. Leiten vier oder mehr Dioden zur gleichen Zeit, ist der Kondensator auf der Gleichstromseite kurzgeschlossen. Für den Kurzschlussstrom gilt:

$$\frac{di_k}{dt} L_{DC} + i_k R_{DC} = 0 \quad (5.82)$$

Mit der Lösung:

$$i_k = i_{k0} \cdot e^{-\frac{R_{DC}}{L_{DC}}(t-t_0)} \quad (5.83)$$

Die Gleichungen (5.82) und (5.83) gelten ebenfalls für die Sechspulsbrücke (s. a. Kapitel 5.1). Der Kurzschlussstrom des Zweipunktstromrichters unterscheidet sich von dem der Sechspulsbrücke im Anfangswert i_{k0} , der hier zusätzlich den Entladestrom des Kondensators enthält.

Eine geschlossene Lösung für den Kurzschlussstrom des Zweipunktstromrichters, wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben, existiert nicht. Für diesen Stromrichtertyp kommt hinzu, dass es in Abhängigkeit der Kondensatorspannung zu einer erneuten Auf- und Entladung kommen kann. Der Entladestrom überlagert sich dem Kurzschlussstrom, was zu einer Verlagerung und Erhöhung der maximalen Amplitude führen kann. Ein Beispiel dazu ist im Anhang A2 zu finden.

Im Folgenden wird auf die charakteristischen Kurzschlussstrom-Kenngrößen des Zweipunktstromrichters eingegangen.

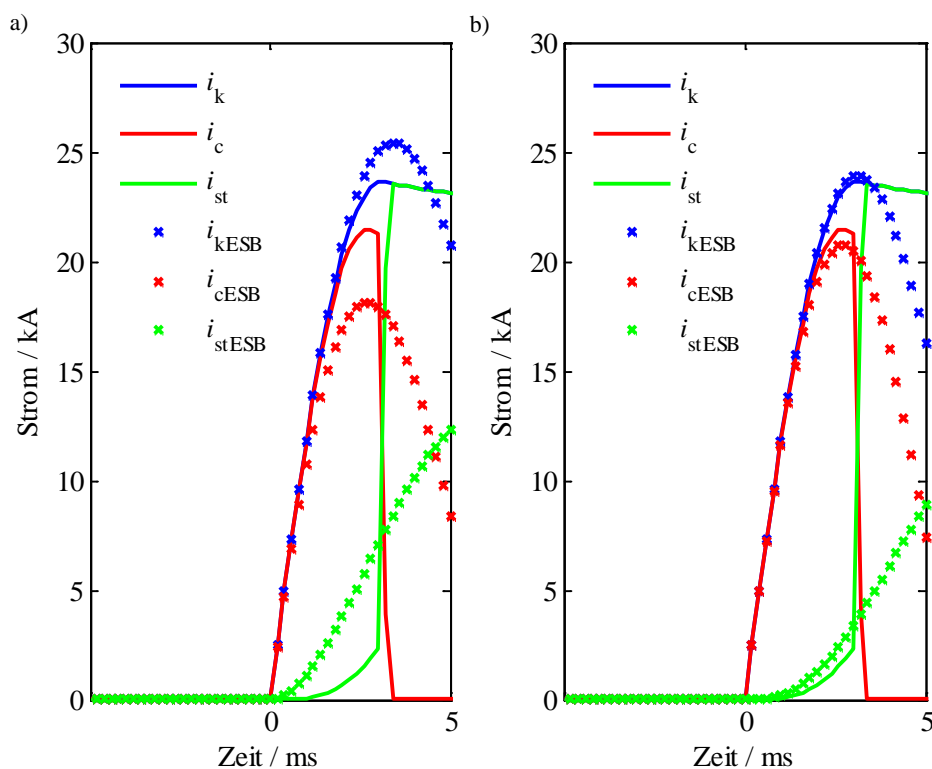


Abbildung 5.23 – Kurzschluss-, Kondensator- und Stromrichterstrom aus dem Ersatzschaltbild mit Sechspulsbrücke und dem vereinfachten Ersatzschaltbild:

- a) Gleichspannungsquelle mit Innenwiderstand
b) Gleichspannungsquelle mit Innenwiderstand und Inneninduktivität

Dauerkurzschlussstrom

Wenn stationär ausschließlich von einem Gleichstrom ausgegangen wird, kann der Kondensatorzweig vernachlässigt werden. In diesem Fall können bei der Berechnung des Dauerkurzschlussstroms des Zweipunktstromrichters die Gleichungen der Sechspulsbrücke zugrunde gelegt werden (siehe Kapitel 5.1.1).

Um dennoch den Einfluss des Kondensators auf den Dauerkurzschlussstrom zu verdeutlichen, ist in Abbildung 5.24 der Dauerkurzschlussstrom des Zweipunktstromrichters in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und Kapazitäten dargestellt. Den Ergebnissen aus der Simulation ist die Berechnung nach Gleichung (5.16) gegenübergestellt (siehe schwarze Kreuze). Insbesondere für kleine Kapazitäten stimmen die Berechnung und Simulation sehr gut überein. Für größere Kapazitäten gibt es geringe Abweichungen. Der Grund ist die durch die Welligkeit des Dauerkurzschlussstroms bedingte Auf- und Entladung des Kondensators.

Aufgrund der geringen Abweichung kann generell Gleichung (5.16) für die Berechnung des Dauerkurzschlussstroms verwendet werden. Bei einer konservativen Berechnung ist der Faktor $3/\pi$ zu vernachlässigen.

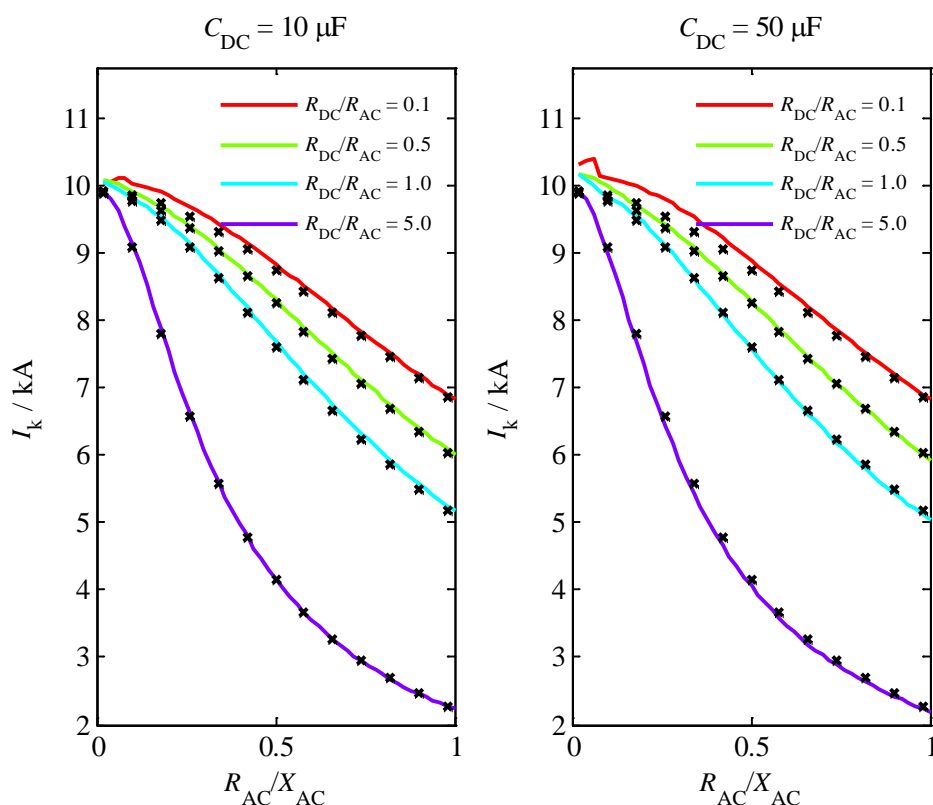


Abbildung 5.24 – Dauerkurzschlussstrom des Zweipunktstromrichters in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und Kapazitäten

Stoßkurzschlussstrom

Bei einem direkten Stromrichterkurzschluss sind die Parameter der Gleichstromseite zu vernachlässigen. In diesem Fall gelten die Gleichungen (5.32) und (5.33) für die Berechnung des Stoßkurzschlussstroms. Werden die Gleichstromparameter berücksichtigt, fließt zusätzlich zum Stromrichterstrom ein Entladestrom des Kondensators über die Kurzschlussstelle. Unter der Annahme, dass die Parameter R_{DC} und L_{DC} vergleichsweise gering sind, stellt der Maximalwert

des Kondensator-Entladestroms gleichzeitig den Stoßkurzschlussstrom dar. Für die Herleitung wird Gleichung (5.73) differenziert und zu null gesetzt:

$$\frac{U_{DC}}{\omega_{res} L_{DC}} \cdot \left(\omega_{res} \cos(\omega_{res} t) \cdot e^{-\delta t} - \delta \sin(\omega_{res} t) \cdot e^{-\delta t} \right) = 0 \quad (5.84)$$

Für die Zeit zum Stoßkurzschlussstrom t_p folgt demnach:

$$t_p = \frac{1}{\omega_{res}} \arctan\left(\frac{\omega_{res}}{\delta}\right) \quad (5.85)$$

Für den Stoßkurzschlussstrom unter Berücksichtigung von t_p gilt:

$$i_p = \frac{U_{DC}}{\omega_{res} L_{DC}} \sin(\omega_{res} t_p) \cdot e^{-\delta t_p} \quad (5.86)$$

Zum Vergleich sind die Stoßkurzschlussströme aus einer Simulation für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -, und L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses der Berechnung nach Gleichung (5.86) (schwarze Kreuze) in Abbildung 5.25 gegenübergestellt. Die Kondensatorkapazität beträgt für dieses Beispiel 100 μF und die Gleichspannung vor Kurzschlusseintritt 565,7 kV (Leerlaufspannung) bei einer Netzspannung von 400 kV.

Generell nimmt der Stoßkurzschlussstrom mit zunehmender Induktivität L_{DC} und zunehmendem Widerstand R_{DC} ab. Eine Erhöhung des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses entspricht demnach auch einer Erhöhung des Gleichstromwiderstands, da das R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis jeweils konstant bleibt. Die Ergebnisse aus Simulation und Berechnung stimmen nahezu überein. Für größere Induktivitäten L_{DC} und kleine R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisse treten Abweichungen auf, da der Kondensatorstrom in diesem Fall stark gedämpft ist und dadurch der Stromrichteranteil dominiert.

Im Anhang A2 sind zusätzlich zwei Beispiele mit einer sehr großen (500 μF) und einer sehr kleinen (10 μF) Kapazität C_{DC} gegeben. Der zweite Fall verdeutlicht, dass die Berechnung für den Stoßkurzschlussstrom nach Gleichung (5.86) für kleine Kapazitäten und große Induktivitäten auf der Gleichstromseite keine Ergebnisse auf der sicheren Seite liefert, da der Stromrichterstrom den Stoßkurzschlussstrom bestimmt.

In diesem Zusammenhang sind in Abbildung 5.26 Stoßkurzschlussströme aus Simulation und Berechnung für größere L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einer Kapazität von 10 μF dargestellt. Die berechneten Stoßkurzschlussströme werden in diesem Fall mit den Gleichungen (5.33) und (5.35) (s. a. Kapitel 5.1.1) – die für die monopolare Sechspulsbrücke gelten – ermittelt. Der Berechnungsansatz gibt die simulierten Stoßkurzschlussströme relativ gut wieder. Die Unterschiede zwischen Simulation und Berechnung resultieren aus dem Entladestrom des Kondensators, der sich bei erneuter Aufladung und Entladung des Kondensators dem Stromrichterstrom überlagert.

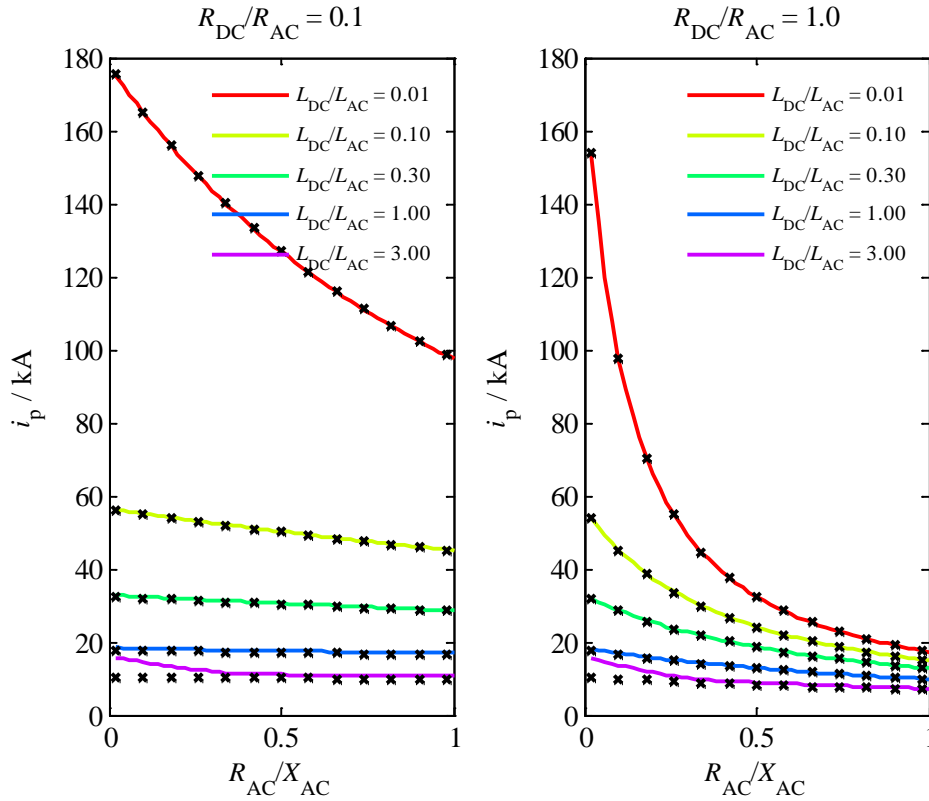


Abbildung 5.25 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse, L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einer Kapazität von 100 μF

Die Höhe des Entladestroms hängt maßgeblich von der Kondensatorspannung ab, die nach erneuter Teilaufladung deutlich unter der ursprünglichen Spannung vor Kurzchlusseintritt liegt.

Für die Berechnung des Stoßkurzschlussstroms unter Berücksichtigung des Teilentladestroms wird folgender Ansatz verwendet:

$$i_p = i_{p6PB} + 0,2i_{pC} \cdot e^{-R_{AC}/X_{AC}} \quad (5.87)$$

Hierbei ist i_{p6PB} der Stoßkurzschlussstrom der Sechspulsbrücke nach Gleichung (5.33) und i_{pC} der Stoßkurzschlussstrom des Kondensators nach Gleichung (5.86). Der Vorfaktor von 0,2 des zweiten Terms wird aus einer Simulationsreihe ermittelt, bei der der Stoßkurzschlussstrom aus der Simulation mit dem berechneten Wert nach Gleichung (5.33) verglichen wird (siehe Abbildung A2.5 und Abbildung A2.6 im Anhang A2). Da der Anteil des Kondensators mit zunehmendem R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis geringer wird, wird der zweite Term aus Gleichung (5.87) über die Exponentialfunktion korrigiert. Der zweite Term ist nur für $L_{DC}/L_{AC} \geq 1$ zu berücksichtigen, da sonst für geringe L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse das Ergebnis überschätzt werden würde.

Generell ergibt sich der Stoßkurzschlussstrom des Zweipunktstromrichters aus dem Maximum beider Ansätze:

$$i_p = \max\{i_{p(5.86)}, i_{p(5.87)}\} \quad (5.88)$$

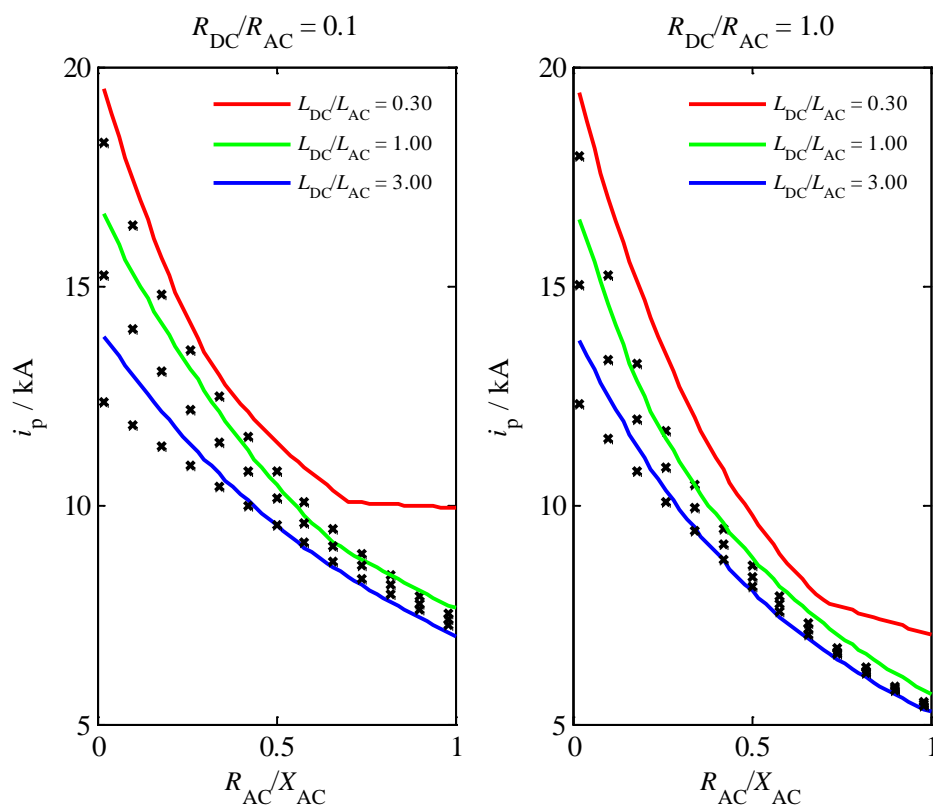


Abbildung 5.26 – Stöckkurzschlussstrom in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse, L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einer Kapazität von 10 μ F mit dem Berechnungsansatz der Sechspulsbrücke

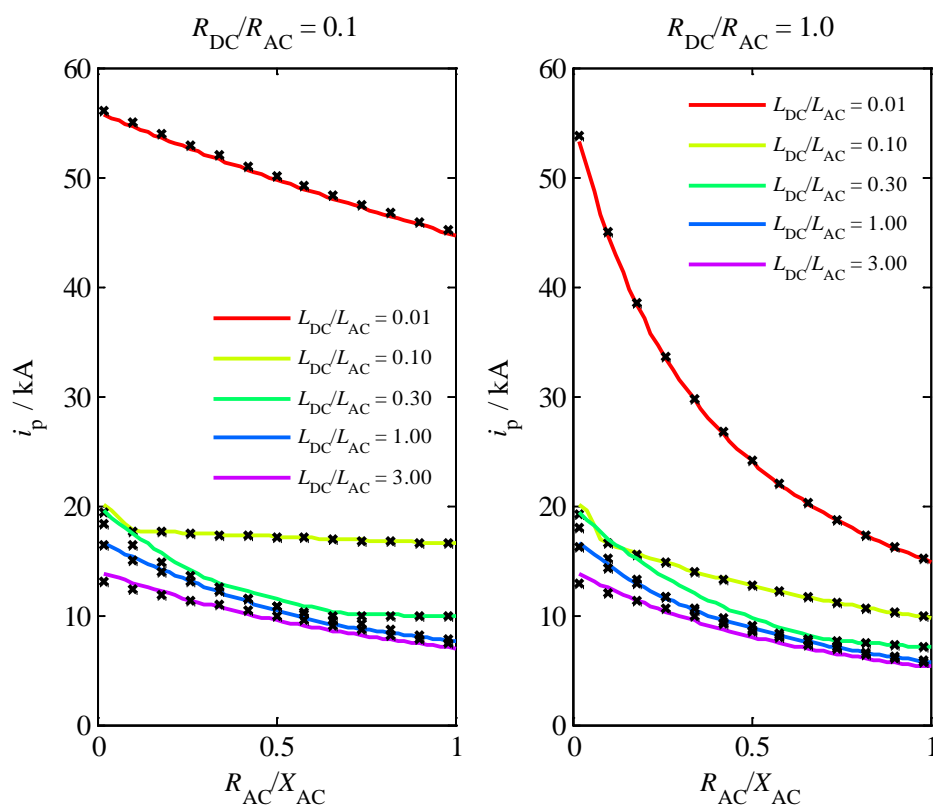


Abbildung 5.27 – Stöckkurzschlussstrom in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse, L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einer Kapazität von 10 μ F mit beiden Berechnungsansätzen

Abbildung 5.27 zeigt dazu die entsprechenden Stoßkurzschlussströme aus Simulation und Berechnung nach Gleichung (5.88) für eine Kapazität von 10 µF. Für alle Verhältnisse stimmen die Ergebnisse nahezu überein (zum Vergleich s. a. Abbildung A2.8 im Anhang).

Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom

Wird davon ausgegangen, dass der Entladestrom des Kondensators den Stoßkurzschlussstrom bestimmt, und dieser nahezu unabhängig vom Stromrichteranteil ist, so wird Gleichung (5.85) für die Berechnung der Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom t_p verwendet.

Abbildung 5.28 zeigt dazu die Ergebnisse aus Simulation und Berechnung in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} - und L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse bei einer Kapazität von 100 µF.

Generell haben die ohmschen Widerstände sowohl auf der Dreh- als auch auf der Gleichstromseite einen relativ geringen Einfluss auf t_p . Die Gleichstrominduktivität bestimmt dagegen maßgeblich die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom.

Für kleinere L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse ($L_{DC}/L_{AC} \leq 1$) stimmen Berechnung und Simulation in etwa überein. In diesen Fällen gibt der Entladestrom des Kondensators den Zeitpunkt t_p vor. Mit zunehmendem Verhältnis nimmt der Einfluss des Stromrichterstroms zu. Der Verlauf von t_p für ein Verhältnis von $L_{DC}/L_{AC} = 3$ weist einen Zeitsprung auf, welcher den Übergang von Kondensator- zu Stromrichterdominanz hinsichtlich des Stoßkurzschlussstroms zeigt. Mit dem Berechnungsansatz nach Gleichung (5.38) für die Sechspulsbrücke unter Vernachlässigung des Kondensators liegt die berechnete Zeit bei ungefähr 20 ms.

Im Anhang A2 sind zusätzlich zwei weitere Beispiele mit sehr großer (500 µF) und sehr kleiner Kapazität (10 µF) gezeigt (siehe Abbildung A2.9 und Abbildung A2.10). Im ersten Fall wird die Berechnung nach Gleichung (5.85) durchgeführt, was zu sehr guten Ergebnissen führt. Nur im Fall sehr großer L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse liegen die berechneten Werte geringfügig unter denen aus der Simulation. Im zweiten Fall – bei sehr kleiner Kapazität – würde Gleichung (5.85) bei größeren L_{DC}/L_{AC} -Verhältnissen deutlich kleinere Werte liefern.

Generell sollte t_p beim Zweipunktstromrichter über folgende Fallunterscheidung berechnet werden [s. a. Gleichung (5.88)]:

$$t_p = \begin{cases} t_{p(5.85)}, & i_{p(5.86)} \geq i_{p(5.33)} \\ t_{p(5.35)}, & i_{p(5.86)} < i_{p(5.33)} \end{cases} \quad (5.89)$$

Je nachdem ob der Stoßkurzschlussstrom des Kondensators oder der des Stromrichters dominiert, wird der entsprechende Berechnungsansatz für t_p zugrunde gelegt. Gleichung (5.89) ist als Näherungsgleichung zu sehen, da in Gleichung (5.33) nicht der Kondensatoranteil bzw. zusätzliche Wiederentladungen enthalten sind.

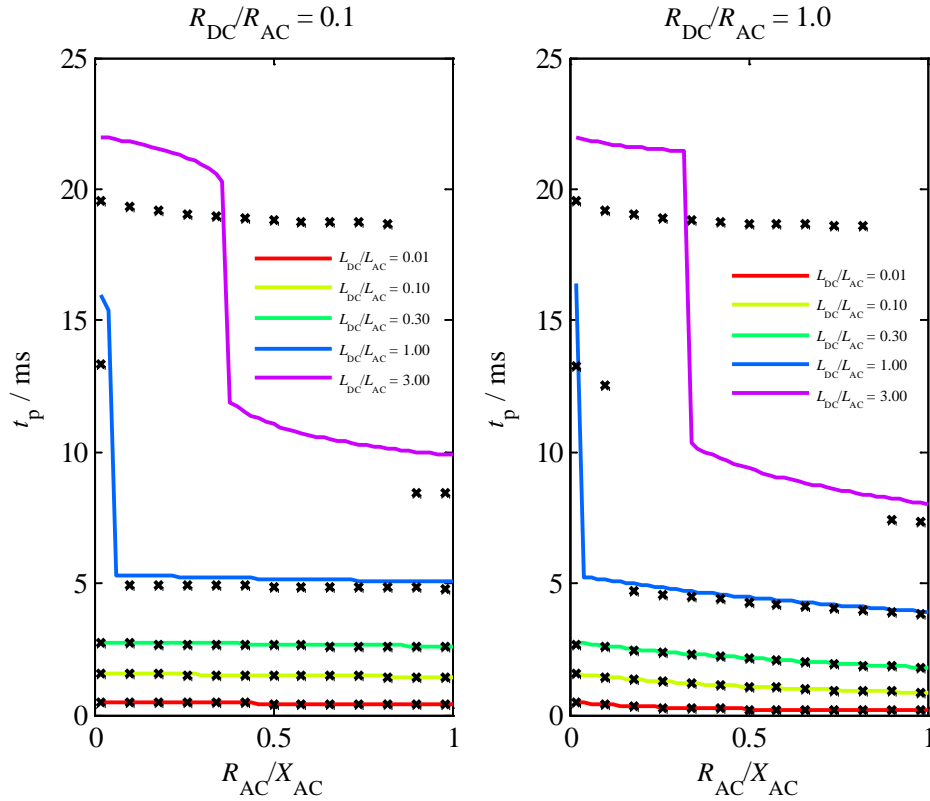


Abbildung 5.28 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom beim Zweipunktstromrichter aus Berechnung und Simulation in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} - und L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse bei einer Kapazität von $100 \mu\text{F}$

Anfangsteilheit

Wie in den vorangegangenen Unterkapiteln beschrieben, hat die Kondensatorentladung beim Zweipunktstromrichter einen großen Einfluss auf den Kurzschlussstrom. Da der Kondensator verhältnismäßig schnell entladen wird, kann der Kondensatorstrom aus Gleichung (5.73) für die Berechnung der Anfangsteilheit des Kurzschlussstroms herangezogen werden.

$$m_0 = \frac{di_k}{dt} = \frac{U_{DC}}{\omega_{res} L_{DC}} \cdot (\omega_{res} \cos(\omega_{res} t) \cdot e^{-\delta t} - \delta \sin(\omega_{res} t) \cdot e^{-\delta t}) \quad (5.90)$$

In Abbildung 5.29 sind dazu die Kurzschlussströme entsprechend der Modellparameter aus Tabelle A2.2 und Tabelle A2.4 mit linearer Näherung i_{m0} und exponentieller Näherung i_{exp} für eine 10- und eine 100-km-lange Leitung dargestellt. Für die lineare Näherung liegt Gleichung (5.41) zugrunde, wobei m_0 bei $t_p/4$ berechnet wird. Für die exponentielle Näherung gilt Gleichung (5.43). i_p und t_p werden hierzu für den entsprechenden RLC-Kreis berechnet. Die lineare Näherung gibt den Verlauf in den ersten Millisekunden nach Kurzschlusseintritt sehr gut wieder. Die exponentielle Näherung sollte für Zeitpunkte in der Nähe von t_p verwendet werden.

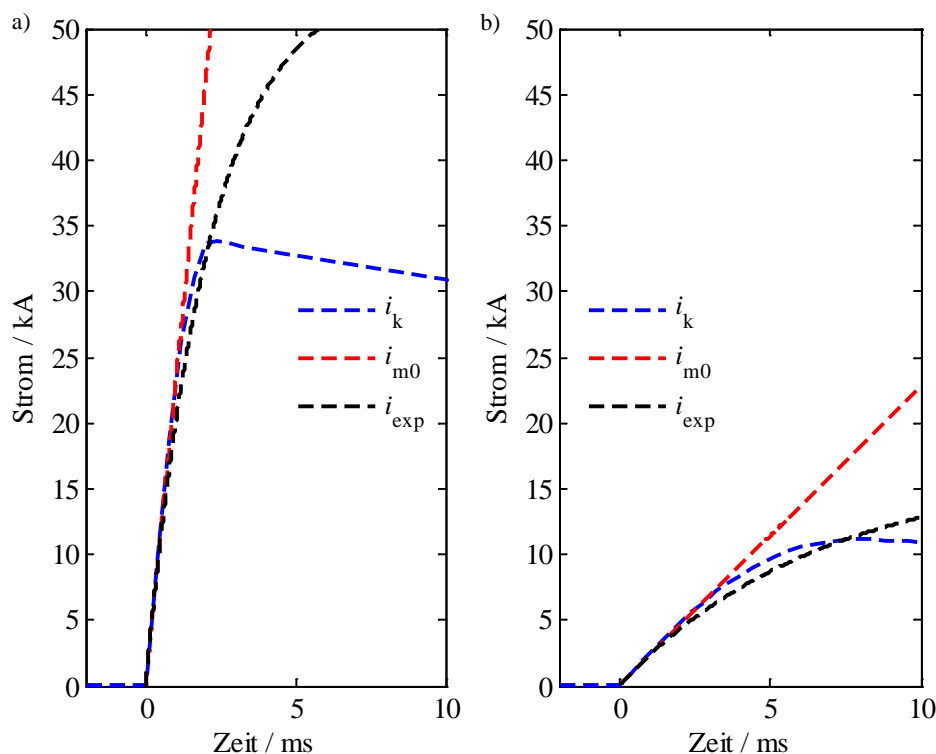


Abbildung 5.29 – Kurzschlussstrom des Zweipunktstromrichters mit linearer (i_{m0}) und exponentieller (i_{exp}) Näherung:
a) 10-km-lange Leitung
b) 100-km-lange Leitung

5.3.2 Bipolare Konfiguration

Der prinzipielle Aufbau des Zweipunktstromrichters in bipolarer Konfiguration nach Abbildung 5.30 entspricht dem der bipolaren Sechspulsbrücke. Die Parameter der Drehstromseite sind auf die Spannungsebene des Stromrichters zu beziehen. Da die parallelen Transformatoren aus dem gleichen Netz gespeist werden, gilt hier ebenfalls Gleichung (5.44). Die treibenden Spannungen u_r , u_s und u_t der oberen Brücke und die der unteren Brücke sind jeweils phasengleich, da die Schaltgruppen beider Transformatoren identisch sind.

Der Zweipunktstromrichter in bipolarer Konfiguration besteht grundsätzlich aus zwei monopolar-asyymmetrischen Zweipunktstromrichtern. Der Mittelpunkt zwischen beiden Stromrichtern ist im Allgemeinen direkt geerdet. Die Parameter R_{DC} und L_{DC} repräsentieren den Gesamtwiderstand und die Gesamtinduktivität der Hin- und Rückleitung zwischen Stromrichter und Fehlerstelle bei einem Leiter-Leiter Kurzschluss. Über den beiden Gleichstromkondensatoren fällt jeweils die Spannung $u_{dc}/2$ ab.

Nach Kurzschlusseintritt setzt sich der Kurzschlussstrom – wie auch beim monopolaren Zweipunktstromrichter – aus dem Stromrichterstrom i_{st} und dem Kondensatorstrom i_c zusammen. Aus Symmetriegründen sind die Teilströme i_{st} und i_c beider Stromrichter identisch. Unter der Voraussetzung, dass der Stromrichterstrom kurz nach Kurzschlusseintritt vernachlässigbar gering ist, können Kondensatorstrom und Kurzschlussstrom gleichgesetzt werden. In diesem

Fall gelten für den bipolaren Zweipunktstromrichter ebenfalls die Gleichungen (5.68)-(5.73). Durch die Reihenschaltung der beiden Gleichstromkondensatoren C_{DC} – aus dem Maschenumlauf auf der Gleichstromseite – wird in der Berechnung nach Gleichung (5.73) nur der halbe Wert des Kondensators berücksichtigt.

Im stationären Kurzschlussbetrieb verhält sich der bipolare Zweipunktstromrichter wie die bipolare Sechspulsbrücke. Somit gelten für diesen Fall auch die Gleichungen (5.45)-(5.46), da der Stromrichterstrom nun dem Kurzschlussstrom entspricht. Die Kondensatoren haben lediglich einen Einfluss auf die Welligkeit des Stromrichterstroms.

Im Folgenden wird die Berechnung der charakteristischen Kurzschlussstromgrößen vorgestellt. Da Parallelen zu den Kapiteln 5.1.2 und 5.3.1 bestehen, sind die Ausführungen kurz gehalten.

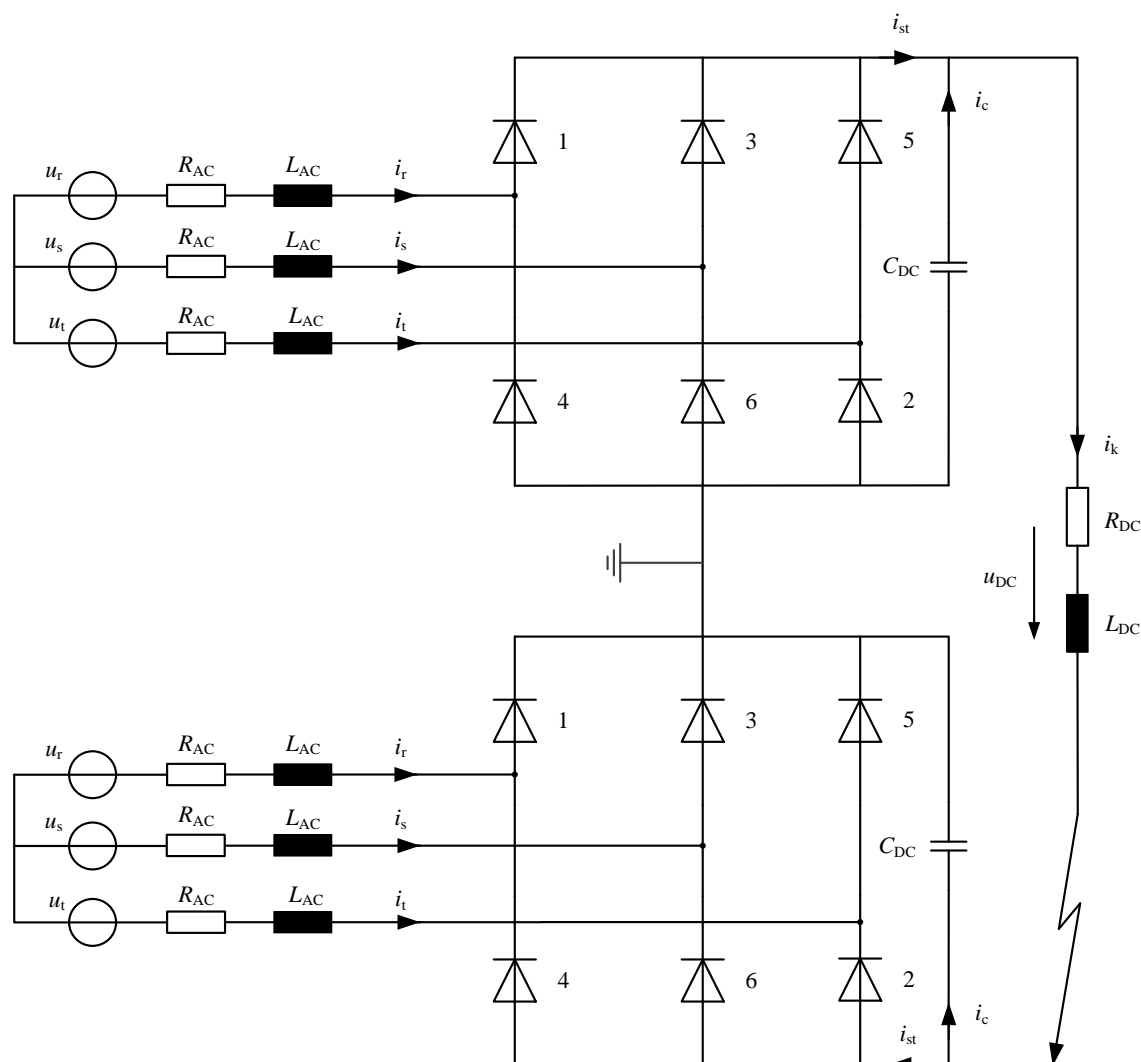


Abbildung 5.30 – Ersatzschaltbild des bipolaren Zweipunktstromrichters bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite

Dauerkurzschlussstrom

Der Kurzschlussstrom hängt ausschließlich, wie bereits beschrieben, vom Stromrichterstrom ab. Für die Berechnung von I_k werden die Gleichungen nach Kapitel 5.1.1 verwendet, der Ersatzwiderstand R_k entspricht dem aus Gleichung (5.47).

Ein beispielhafter Vergleich zwischen Simulation und Berechnung ist dem Anhang A2 zu entnehmen. Für die Simulation werden die Parameter nach Tabelle A2.1 zugrunde gelegt.

Stoßkurzschlussstrom

Der Stoßkurzschlussstrom ist – insbesondere bei stromrichternahen Kurzschlüssen – durch den Entladestrom der Kondensatoren bestimmt. Die Berechnung erfolgt in diesem Fall nach Gleichung (5.86). Für die Kapazität C_{DC} ist der halbe Werte aufgrund der Reihenschaltung beider Kondensatoren anzusetzen.

Mit zunehmendem Abstand zwischen Stromrichter und Fehlerstelle wird der Kondensatorstrom gedämpft, wodurch der Stromrichterstrom für den resultierenden Kurzschlussstrom an Bedeutung gewinnt. Bei vollständiger Vernachlässigung des Kondensatorstroms können die Gleichungen aus Kapitel 5.1.2 verwendet werden.

Da bei Erreichen der maximalen Amplitude des Stromrichterstroms es durch wiederholte Entladungen des Kondensators zu einer Erhöhung der Amplitude kommen kann, sollte aus diesem Grund bei der Berechnung des Stoßkurzschlussstroms für den Kondensatoranteil ein Zusatzbeitrag zum berechneten Wert von i_p entsprechend Gleichung (5.87) berücksichtigt werden.

Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom

Die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom beim bipolaren Zweipunktstromrichter wird, wie in Kapitel 5.3.1 beschrieben, nach Gleichung (5.89) berechnet. Dabei ist zu beachten, dass durch die Reihenschaltung der beiden Gleichstromkondensatoren sich die Kapazität, die für die Berechnung von i_p und t_p notwendig ist, halbiert. Werden in Gleichung (5.89) die Größen der bipolaren Sechspulsbrücke zugrunde gelegt, ist entsprechend Kapitel 5.1.2 vorzugehen.

Anfangsteilheit

Wie bereits in Kapitel 5.3.1 erläutert, wird der Kurzschlussstrom in den ersten Augenblicken nach Kurzschlusseintritt durch den Entladestrom des Kondensators bestimmt. Aus diesem Grund gilt ebenfalls Gleichung (5.90) für die Berechnung der Anfangsteilheit. Hierbei wird die resultierende Kennkreisfrequenz ω_{res} des RLC-Kreises mit $C_{DC}/2$ berechnet.

Bei der exponentiellen Näherung sind der Stoßkurzschlussstrom und die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom nach Kapitel 5.3.2 anzusetzen.

5.4 Modularer Mehrpunktstromrichter

5.4.1 Monopolare Konfiguration

Bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite werden die IGBTs der Module des modularen Mehrpunktstromrichters (engl.: *modular multilevel converter, MMC*) blockiert, so dass der Kurzschlussstrom ausschließlich über die antiparallelen Dioden gespeist wird. Die Modulkapazitäten sind nach dem Blockieren kurzgeschlossen, so dass keine kontinuierliche Entladung stattfindet. In diesem Zusammenhang wird davon ausgegangen, dass nach dem Detektieren des Kurzschlusses die IGBTs sehr schnell blockiert werden, so dass der Entladestrom vernachlässigbar gering ist (s. a. Kapitel 2.3.4). Das entsprechende Ersatzschaltbild für diesen Zustand ist in Abbildung 5.31 dargestellt. Grundsätzlich entspricht das Ersatzschaltbild des MMCs dem der Sechspulsbrücke. Beim MMC sind in den Stromrichterarmen zusätzliche Spulen mit einer Induktivität von L_a integriert.

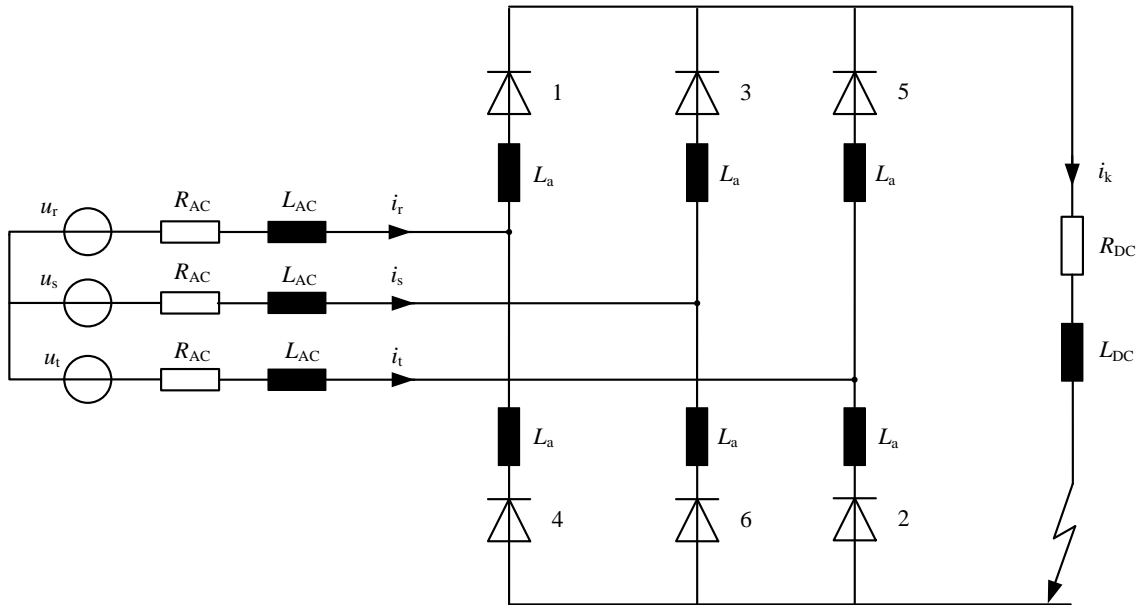


Abbildung 5.31 – Ersatzschaltbild des modularen Mehrpunktstromrichters bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite

Ausgehend von einem Kommutierungszustand mit den leitenden Dioden D3, D4 und D5 gelten folgende Differentialgleichungen:

$$i_t R_{AC} + \frac{di_t}{dt} \cdot (L_{AC} + L_a) + i_k \cdot (R_{AC} + R_{DC}) + \frac{di_k}{dt} \cdot (L_{DC} + L_{AC} + L_a) = u_t - u_r \quad (5.91)$$

$$i_t R_{AC} + \frac{di_t}{dt} \cdot (L_{AC} + L_a) - i_s R_{AC} - \frac{di_s}{dt} \cdot (L_{AC} + L_a) = u_t - u_s \quad (5.92)$$

Mit dem Zusammenhang $i_k = i_s + i_t$ lassen sich folgende Gleichungen herleiten:

$$3i_k \cdot \underbrace{\left(R_{AC} + \frac{2}{3}R_{DC}\right)}_{R_k} + 3 \frac{di_k}{dt} \cdot \underbrace{\left(L_{AC} + L_a + \frac{2}{3}L_{DC}\right)}_{L_k} = -3\hat{u} \sin(\omega t) \quad (5.93)$$

$$\frac{di_k}{dt} + i_k \frac{R_k}{L_k} = -\frac{\hat{u}}{L_k} \sin(\omega t) \quad (5.94)$$

Die Lösung dieser Differentialgleichung ist Gleichung (5.9) zu entnehmen, für die die Ersatzgrößen R_k und L_k aus Gleichung (5.93) gelten.

Leiten vier oder fünf Dioden gleichzeitig, ist der Stromrichter aufgrund der Spannungsfälle über den Arminduktivitäten L_a gleichstromseitig nicht kurzgeschlossen. Der zeitliche Verlauf des Kurzschlussstroms für einen solchen Kommutierungszustand kann nur numerisch berechnet werden, da dieser Zustand über eine Differentialgleichung höherer Ordnung beschrieben wird.

Leiten sechs Dioden gilt:

$$\frac{di_k}{dt} \cdot \left(L_{DC} + \frac{2}{3}L_a\right) + i_k R_{DC} = 0 \quad (5.95)$$

mit

$$i_k = i_{k0} \cdot e^{-\frac{R_{DC}}{L_{DC} + \frac{2}{3}L_a}(t-t_0)} \quad (5.96)$$

Ausgehend vom Anfangswert i_{k0} klingt der Kurzschlussstrom für diesen Kommutierungszustand exponentiell ab.

Dauerkurzschlussstrom

Wird in einem ersten Schritt davon ausgegangen, dass im stationären Zustand ausschließlich drei Dioden leiten, kann Gleichung (5.94) für die Herleitung des Dauerkurzschlussstroms zugrunde gelegt werden. Dies trifft generell dann zu, wenn die Arminduktivität verhältnismäßig gering und/oder der Widerstand auf der Gleichstromseite groß ist.

Entsprechend der Vorgehensweise nach Kapitel 5.1.1 ergibt sich demnach für den Dauerkurzschlussstrom folgende Gleichung:

$$I_k = \frac{3}{\pi} \frac{\hat{u}}{\sqrt{(R_k)^2 + (\omega L_k)^2}} \quad (5.97)$$

mit

$$\begin{aligned} R_k &= R_{AC} + \frac{2}{3}R_{DC} \\ L_k &= L_{AC} + L_a \end{aligned} \quad (5.98)$$

Die Anzahl der leitenden Dioden im stationären Zustand ist stark von der Größe der Arminduktivitäten L_a und des gleichstromseitigen Widerstands R_{DC} bzw. der Dämpfung abhängig, da diese das Abklingen der entsprechenden Diodenströme bestimmen.

Abbildung 5.32 zeigt exemplarisch den zeitlichen Verlauf des Dauerkurzschlussstroms und der Diodenströme für verschiedene L_a/L_{AC} -Verhältnisse. Für das System werden folgende Größen zugrunde gelegt:

- $\hat{u} = 326 \text{ kV}$, $L_{AC} = 0,1 \text{ H}$, $R_{AC}/X_{AC} = 0,1$, $R_{DC}/R_{AC} = 2$, $L_{DC}/L_{AC} = 0,01$

Bei einem L_a/L_{AC} -Verhältnis von 0,1 leiten stationär ständig drei Dioden (siehe linke Graphik). In diesem Fall entspricht die Amplitude der Diodenströme der des Dauerkurzschlussstroms.

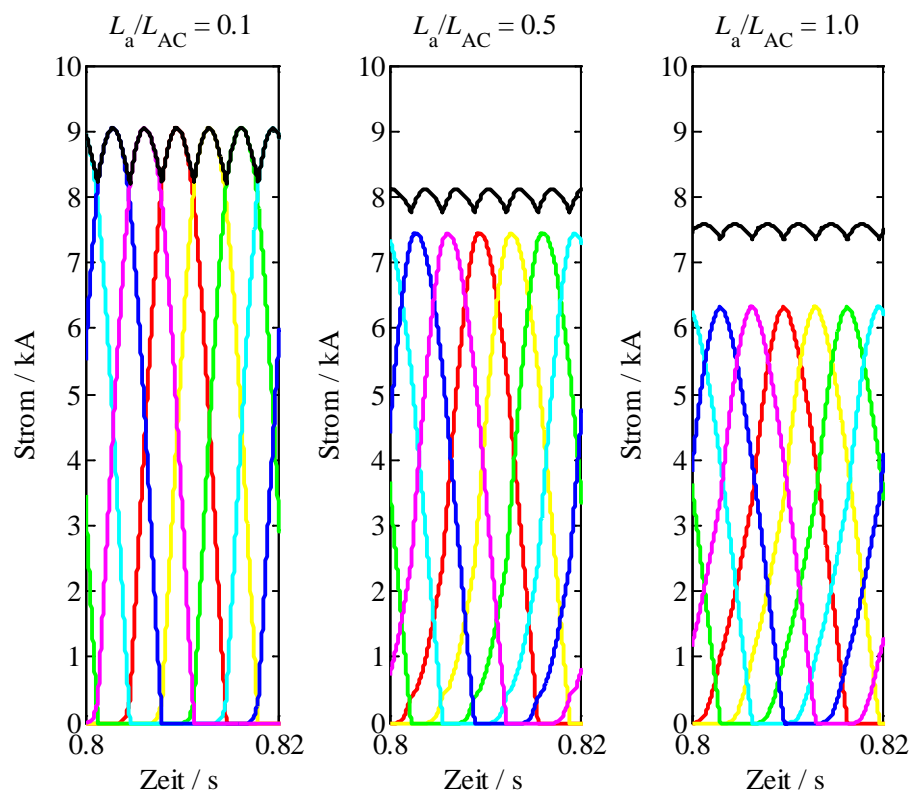


Abbildung 5.32 – Dauerkurzschlussstrom (schwarz) und Diodenströme (farbig) für verschiedene L_a/L_{AC} -Verhältnisse

Wird das L_a/L_{AC} -Verhältnis größer, nimmt auch die Anzahl der leitenden Dioden zu. Bei $L_a/L_{AC} = 0,5$ sind es vier Dioden und bei $L_a/L_{AC} = 1,0$ sind es fünf Dioden. Der Grund ist die durch die Arminduktivität sich verändernde Abklingzeitkonstante der Diodenströme. Mit zunehmender Arminduktivität nimmt die Abklingzeitkonstante zu, wodurch die Dioden länger leiten. Die Folge ist, dass sich der Dauerkurzschlussstrom aus mehreren Diodenströmen zusammensetzt. Dadurch ist die resultierende Amplitude des Dauerkurzschlussstroms größer als die Amplitude eines Diodenstroms.

In den folgenden Abbildungen ist der Dauerkurzschlussstrom für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -, R_{DC}/R_{AC} - und L_a/L_{AC} -Verhältnisse in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses dargestellt.

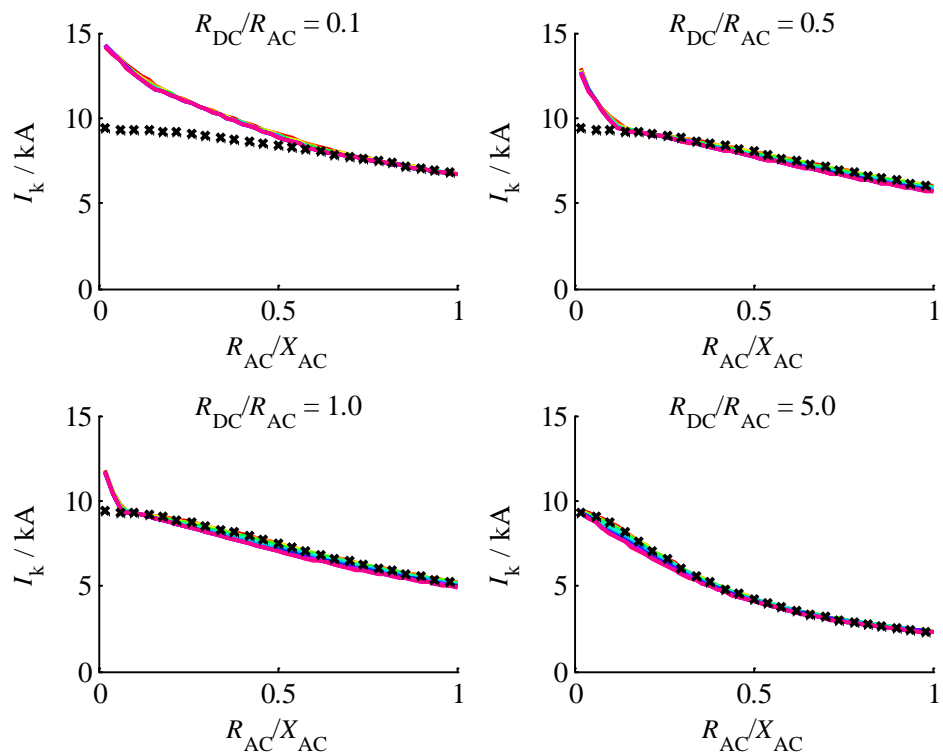


Abbildung 5.33 – Dauerkurzschlussstrom für verschiedene L_{DC}/L_{AC} - und R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_q/L_{AC} -Verhältnis von 0,1

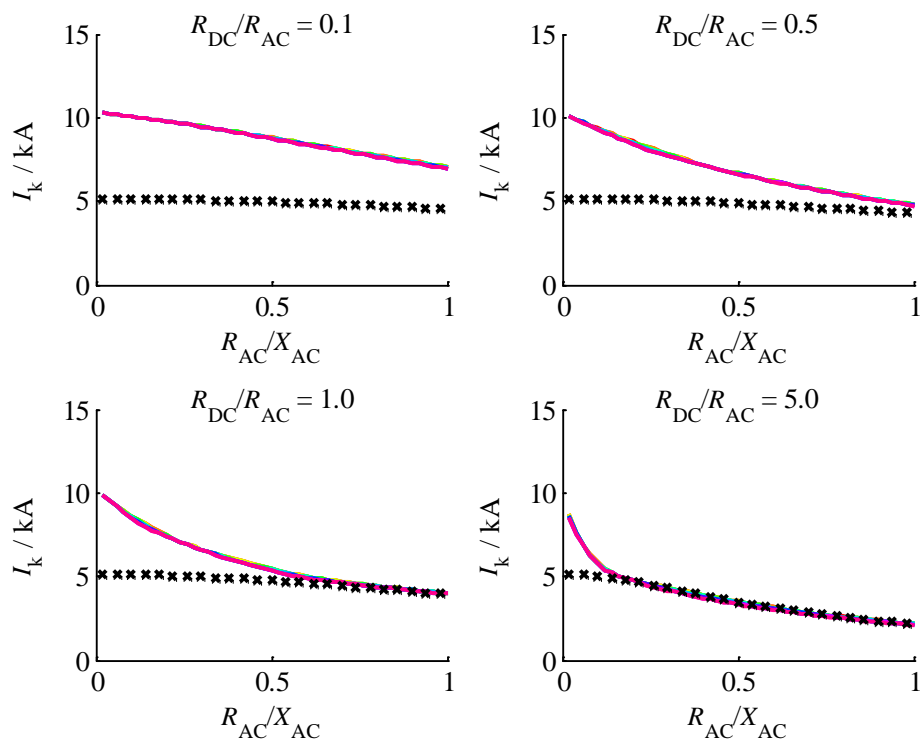


Abbildung 5.34 – Dauerkurzschlussstrom für verschiedene L_{DC}/L_{AC} - und R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_q/L_{AC} -Verhältnis von 1,0

Es ist erkennbar, dass das L_{DC}/L_{AC} -Verhältnis generell nur einen geringfügigen Einfluss auf den Dauerkurzschlussstrom hat. Für $L_a/L_{AC} \geq 1,0$ ist die Wirkung der Induktivität L_{DC} auf den Dauerkurzschlussstrom vernachlässigbar. Grundsätzlich tritt der größte Dauerkurzschlussstrom für das kleinste L_{DC}/L_{AC} -Verhältnis auf. Aus diesen Gründen wird in den folgenden Betrachtungen das L_{DC}/L_{AC} -Verhältnis bei der Berechnung des Dauerkurzschlussstroms vernachlässigt.

In den Diagrammen ist die Berechnung nach Gleichung (5.97) zusätzlich zu den Simulationsergebnissen eingezeichnet (Funktion mit schwarzen Kreuzen). Für sehr niedrige L_a/L_{AC} -Verhältnisse stimmen die Ergebnisse aus Simulation und Berechnung überein. Dies gilt ebenso für größere L_a/L_{AC} -Verhältnisse bei größeren R_{DC}/R_{AC} -Verhältnissen im Bereich höherer R_{AC}/X_{AC} -Werte. Für $L_a/L_{AC} = 0,01$ sind nur bei geringer Dämpfung ($R_{DC}/R_{AC} = 0,1$) und bei kleinen R_{AC}/X_{AC} -Werten Unterschiede erkennbar (siehe Abbildung A2.12 im Anhang A2).

Bei größeren L_a/L_{AC} -Verhältnissen und insbesondere bei niedriger Dämpfung nehmen die Unterschiede deutlich zu. Gleichung (5.97) kann in diesen Fällen nicht mehr für die Berechnung des Dauerkurzschlussstroms herangezogen werden.

Der Dauerkurzschlussstrom I_k^* , welcher die oben beschriebenen Abweichungen berücksichtigt, soll über folgenden Ansatz berechnet werden:

$$I_k^* = I_k \cdot (1 + K_k) \quad (5.99)$$

Der Korrekturfaktor K_k wird über folgende Gleichung bestimmt:

$$K_k = \frac{I_{k,sim} - I_k}{I_k} \quad (5.100)$$

Mit:

$I_{k,sim}$ Dauerkurzschlussstrom aus der Simulation

Zur Ermittlung des Korrekturfaktors wird eine numerische Approximation in MATLAB/Simulink® für verschiedene L_a/L_{AC} -, R_{DC}/R_{AC} - und R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisse durchgeführt. Der Korrekturfaktor hat folgende Form:

$$K_k = a \cdot e^{b \cdot \frac{R_{AC}}{X_{AC}}} \quad (5.101)$$

Der Faktor a hängt ausschließlich vom L_a/L_{AC} -Verhältnis ab:

$$a = -0,1295 \cdot \left(\frac{L_a}{L_{AC}} \right)^2 + 0,633 \frac{L_a}{L_{AC}} + 0,518 \quad (5.102)$$

Für den Faktor b wird folgende Näherungsfunktion verwendet:

$$b = a_1 \frac{R_{DC}}{R_{AC}} + b_1 \quad (5.103)$$

mit

$$a_1 = \frac{-0,2651 \cdot \left(\frac{L_a}{L_{AC}}\right)^2 + 0,706 \frac{L_a}{L_{AC}} - 4,061}{\frac{L_a}{L_{AC}}} \quad (5.104)$$

$$b_1 = \frac{0,683 \cdot \left(\frac{L_a}{L_{AC}}\right)^2 - 1,997 \frac{L_a}{L_{AC}} + 0,052}{\frac{L_a}{L_{AC}} + 4,82} \quad (5.105)$$

Der Korrekturfaktor aus Simulation und Berechnung ist in Abbildung 5.35 und Abbildung 5.36 für verschiedene R_{DC}/R_{AC} - und L_a/L_{AC} -Verhältnisse dargestellt (s. a. Anhang A2). Die Ergebnisse aus der Simulation und Berechnung stimmen überein.

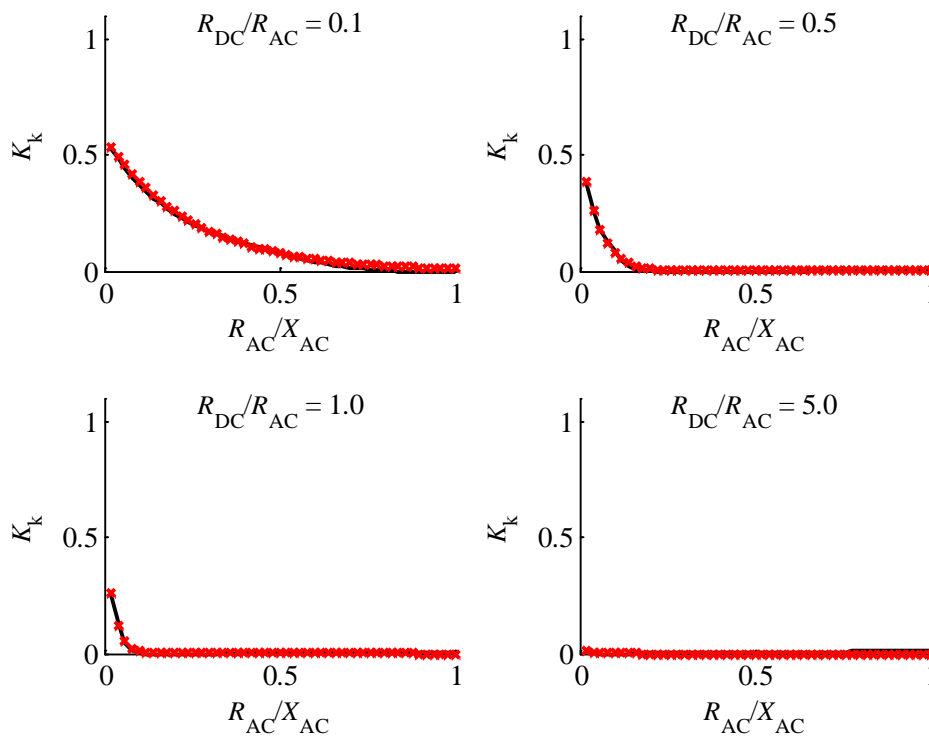


Abbildung 5.35 – Korrekturfaktor in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_a/L_{AC} -Verhältnis von 0,1

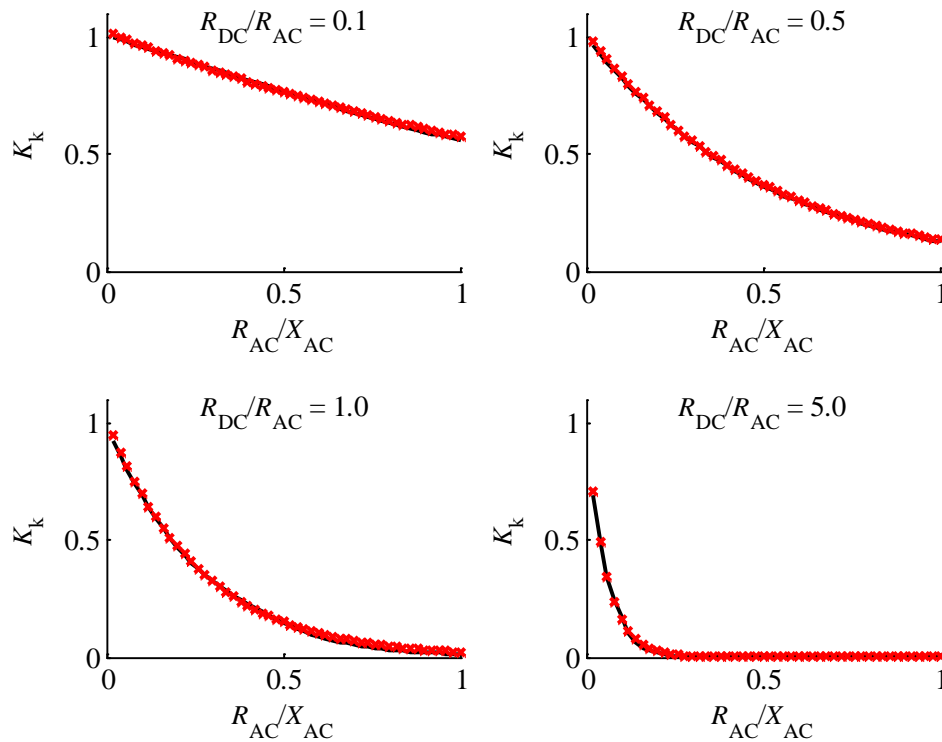


Abbildung 5.36 – Korrekturfaktor in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_a/L_{AC} -Verhältnis von 1,0

Stoßkurzschlussstrom

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel beschrieben, beeinflusst die Arminduktivität den Kurzschlussstrom in einer Weise, dass eine analytische Beschreibung des Kurzschlussstroms nicht möglich ist. Wird davon ausgegangen, dass zum Zeitpunkt des Stoßkurzschlussstroms ausschließlich drei Dioden gleichzeitig leiten, kann mit dem Berechnungsansatz der Sechspulsbrücke der Stoßkurzschlussstrom ebenfalls berechnet werden. Der Zusammenhang zwischen Stoßkurzschlussstrom und Dauerkurzschlussstrom wird über den Stoßfaktor κ beschrieben:

$$i_p = \kappa \cdot I_k \quad (5.106)$$

Der Dauerkurzschluss I_k wird nach Gleichung (5.97) berechnet. Für den Stoßfaktor κ wird ein ähnlicher Ansatz wie für die Sechspulsbrücke verwendet.

$$\kappa = 1 + \frac{2}{\pi} \operatorname{arccot} \left(\frac{L_{DC}}{L_{AC}^*} \right) \cdot \sin(\gamma_*) \cdot e^{-\left(\frac{R_{AC}}{X_{AC}^*} \right)_* \cdot \left(\frac{\pi}{2} + \gamma_* \right)} \quad (5.107)$$

Hierbei gilt für die Induktivität L_{AC}^* bzw. die Reaktanz X_{AC}^* :

$$\begin{aligned} L_{AC}^* &= L_{AC} + L_a \\ X_{AC}^* &= \omega \cdot (L_{AC} + L_a) \end{aligned} \quad (5.108)$$

Die Reaktanz X_{AC}^* ist auch für die Berechnung des Impedanzwinkels γ^* zu berücksichtigen.

In Abbildung 5.37 und Abbildung 5.38 ist der simulierte Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -, R_{DC}/R_{AC} -, und L_a/L_{AC} -Verhältnisse dargestellt. Der berechnete Verlauf nach den Gleichungen (5.106) und (5.107) für $L_{DC}/L_{AC} = 0,01$ ist als schwarzer Funktionsverlauf beschrieben. Der entsprechende Verlauf aus der Simulation ist rot gekennzeichnet. Generell ist festzustellen, dass im Gegensatz zum Dauerkurzschlussstrom eine starke Abhängigkeit zum L_{DC}/L_{AC} -Verhältnis besteht. Mit zunehmendem R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis nimmt der Unterschied zwischen den einzelnen i_p -Verläufen ab. Bei hohen L_a/L_{AC} - und R_{DC}/R_{AC} -Verhältnissen ist allgemein der Unterschied zwischen den i_p -Verläufen relativ gering.

Bei einem L_a/L_{AC} -Verhältnis von 0,01 sind Berechnung und Simulation (rote Funktion) annähernd identisch (siehe Abbildung A2.18 im Anhang A2). Mit zunehmendem L_a/L_{AC} -Verhältnis nimmt der Unterschied zwischen Berechnung und Simulation insbesondere für kleine R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisse zu. Mit zunehmender Dämpfung (größeres R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis) werden die Unterschiede geringer.

Für die Berücksichtigung der Unterschiede zwischen Simulation und Berechnung wird ein Korrekturfaktor K_p verwendet. Für den korrigierten Stoßkurzschlussstrom i_p^* gilt:

$$i_p^* = i_p \cdot (1 + K_p) \quad (5.109)$$

Der Stoßkurzschlussstrom i_p wird nach Gleichung (5.106) berechnet. Der Korrekturfaktor wird über folgende Beziehung hergeleitet:

$$K_p = \frac{i_{p, \text{sim}} - i_p}{i_p} \quad (5.110)$$

Mit:

$i_{p, \text{sim}}$ Stoßkurzschlussstrom aus der Simulation

Die daraus resultierende bezogene Differenz wird numerisch für die verschiedenen Verhältnisse approximiert. Zwischen dem Korrekturfaktor und dem R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis wird eine exponentielle Abhängigkeit zugrunde gelegt:

$$K_p = a \cdot e^{b \cdot \frac{R_{AC}}{X_{AC}}} \quad (5.111)$$

mit

$$a = -0,577 \cdot \left(\frac{L_a}{L_{AC}} \right)^{-0,483} \cdot \frac{R_{DC}}{R_{AC}} + 28,96 \cdot \left(\frac{L_a}{L_{AC}} \right)^{0,2856} \quad (5.112)$$

$$b = -4,934 \cdot \left(\frac{L_a}{L_{AC}} \right)^{-1,23} \cdot \frac{R_{DC}}{R_{AC}} \quad (5.113)$$

Von Abbildung 5.39 bis Abbildung 5.42 sind die Stoßkurzschlussströme aus Simulation und Berechnung für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -, R_{DC}/R_{AC} -, und L_a/L_{AC} -Verhältnisse in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses dargestellt. Zusätzlich ist der korrigierte Dauerkurzschlussstrom I_k^* nach Gleichung (5.99) angegeben. Der korrigierte Stoßkurzschlussstrom i_p^* gibt den simulierten Verlauf für kleine L_a/L_{AC} -Verhältnisse und allgemein bei großer Dämpfung wieder.

Bei größeren R_{AC}/X_{AC} -Verhältnissen und auch bei größeren L_a/L_{AC} -Verhältnissen ist der berechnete gegenüber dem simulierten Stoßkurzschlussstrom niedriger. Aus den Verläufen geht hervor, dass in diesen Fällen sich das Simulationsergebnis mit dem korrigierten Dauerkurzschlussstrom deckt. Hier gilt somit:

$$i_p = I_k^* \quad (5.114)$$

Generell ist Gleichung (5.114) anzuwenden, wenn $I_k^* > i_p^*$ gilt.

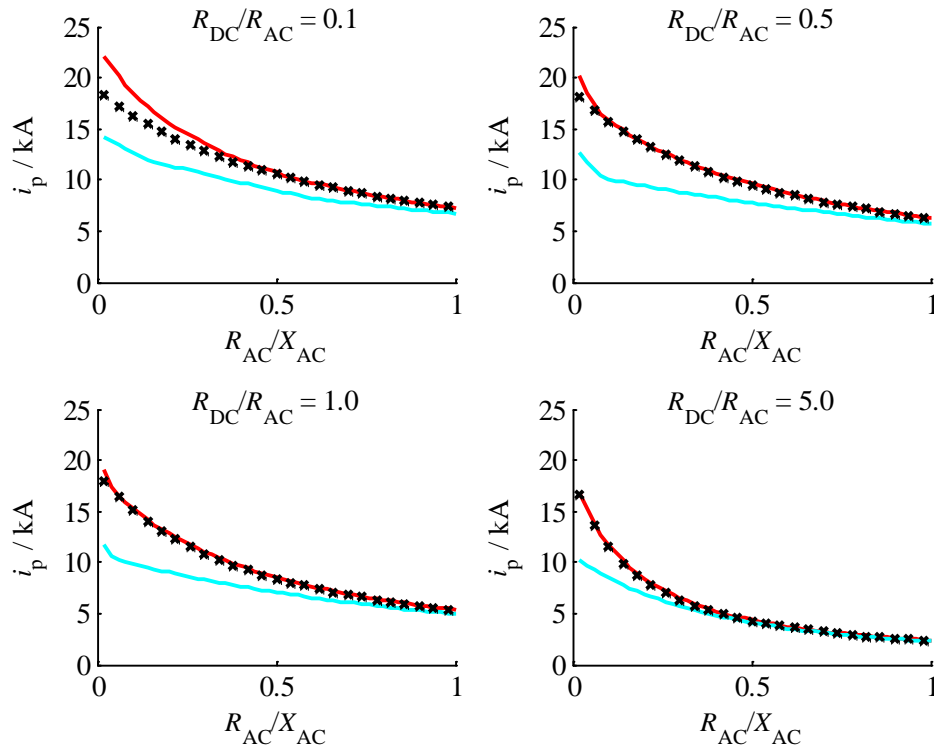


Abbildung 5.37 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse (0,01 in rot und 5 in blau), R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_a/L_{AC} -Verhältnis von 0,1

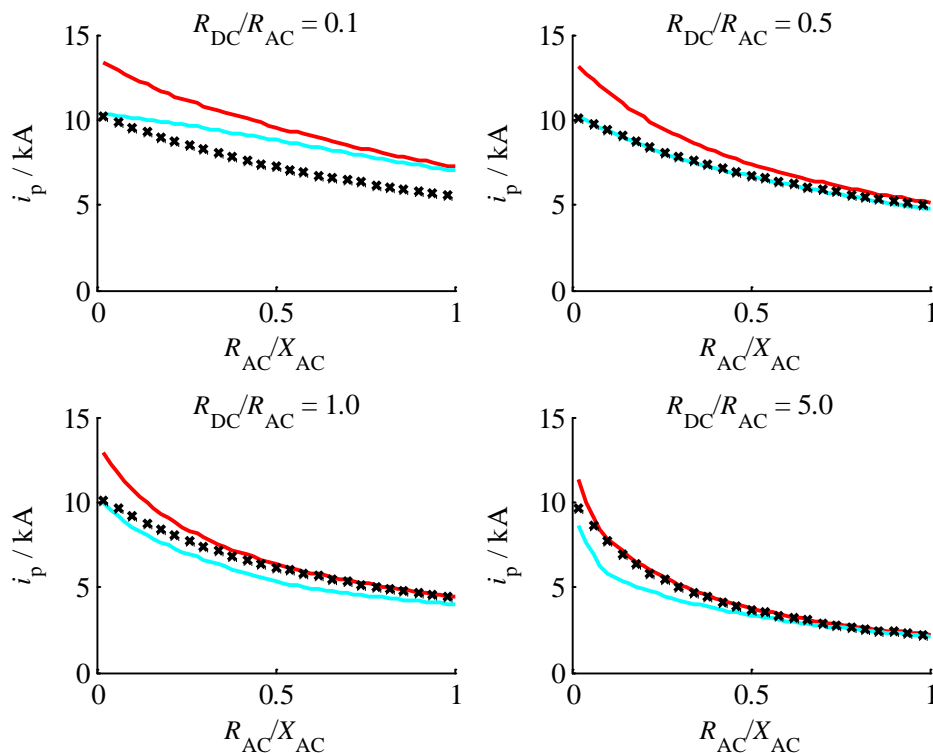


Abbildung 5.38 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse (0,01 in rot und 5 in blau), R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_d/L_{AC} -Verhältnis von 1,0

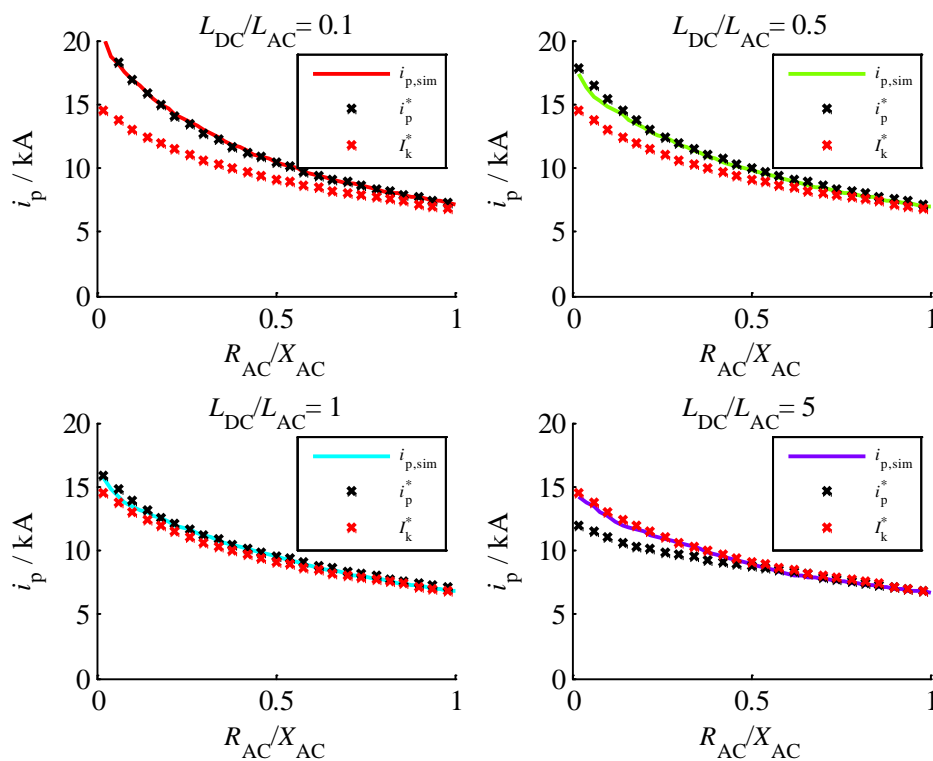


Abbildung 5.39 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_d/L_{AC} = 0,1$, $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse

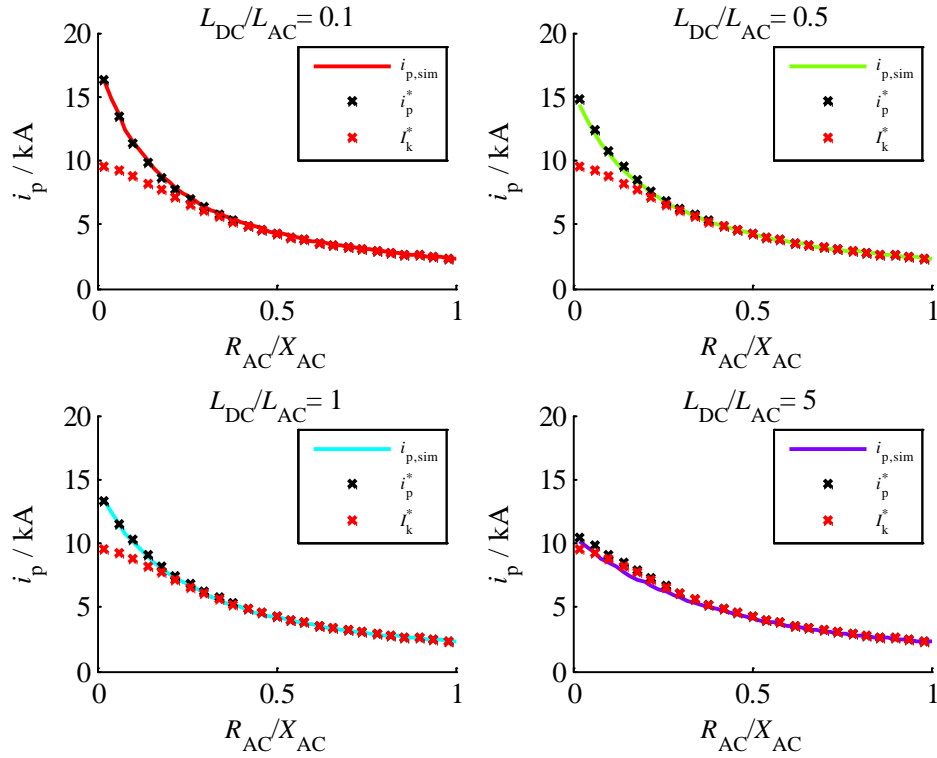


Abbildung 5.40 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_q/L_{AC} = 0,1$, $R_{DC}/R_{AC} = 5,0$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse

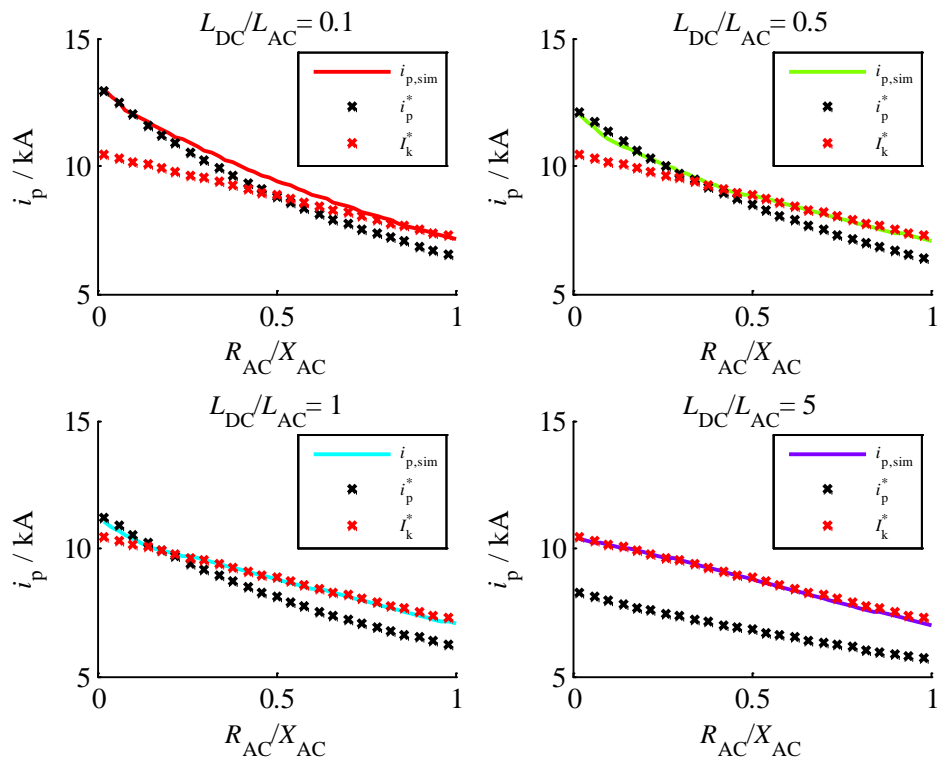


Abbildung 5.41 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_q/L_{AC} = 1,0$, $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse

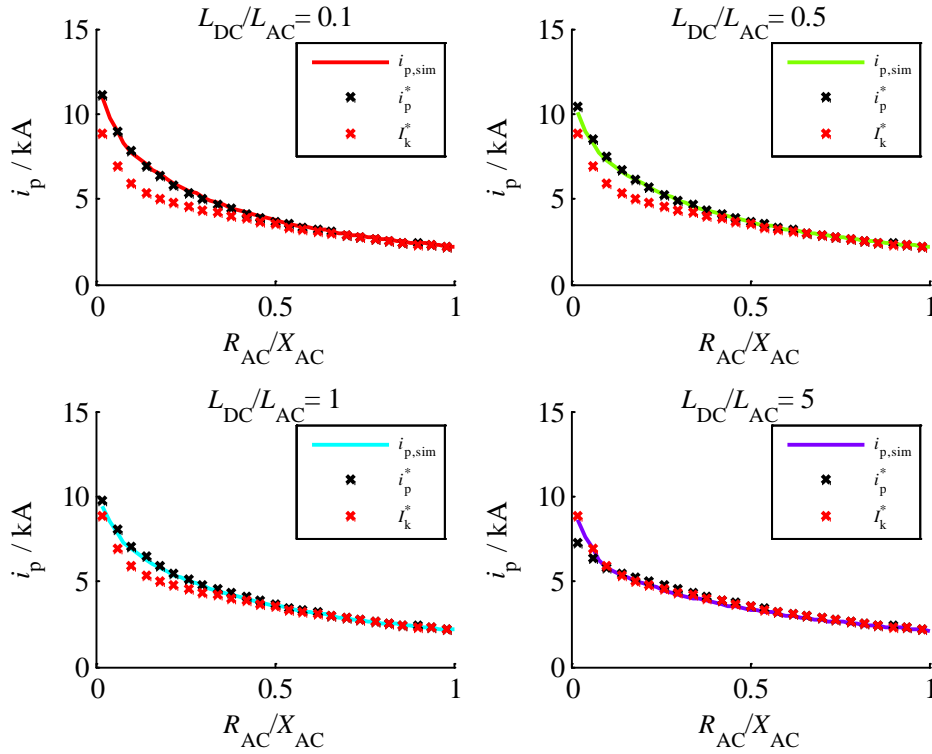


Abbildung 5.42 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_a/L_{AC} = 1,0$, $R_{DC}/R_{AC} = 5,0$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse

Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom

Bei einem Kurzschluss in Drehstromnetzen wird die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom mit Gleichung (5.31) berechnet, die den Widerstand und die Reaktanz des Drehstromnetzes berücksichtigt. Beim Mehrpunktstromrichter beeinflussen zusätzlich die Arminduktivitäten und die Parameter des Gleichstromnetzes die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom. Mit folgender Gleichung kann t_p für den Mehrpunktstromrichter näherungsweise berechnet werden.

$$t_p = \left(a \frac{L_a}{L_{AC}} + b \right) \cdot t_{p(5.31)} + 3,33 \text{ ms} \frac{L_{DC}}{L_{AC}} \quad (5.115)$$

mit

$$a = -0,368 \frac{R_{DC}}{R_{AC}} + 2,54, \quad b = 9,17 \cdot \left(\frac{R_{DC}}{R_{AC}} \right)^{-0,066} \quad (5.116)$$

Gleichung (5.115) gilt für $L_{DC}/L_{AC} > 0,5$. Für $L_{DC}/L_{AC} \leq 0,5$ ist der zweite Term der Gleichung zu vernachlässigen.

Abbildung 5.43 zeigt beispielhaft t_p aus Simulation (blau) und Berechnung (rot) in Abhängigkeit des L_a/L_{AC} -Verhältnisses für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse ($R_{AC}/X_{AC} = 0,1$, $R_{DC}/R_{AC} = 1,0$). In der Simulation tritt für $L_{DC}/L_{AC} = 0,5$ bei zunehmendem L_a/L_{AC} -Verhältnis eine sprunghafte Erhöhung von t_p auf. Da aufgrund der Welligkeit des Kurzschlussstroms zwei

lokale Maxima nahe beieinander liegen, kann es bei der Veränderung der Systemparameter zu einer Verschiebung des absoluten Maximums kommen. Der Sprung von etwa 3,33 ms entspricht dem Abstand zwischen zwei lokalen Maxima, wie auch bei der Sechspulsbrücke in Kapitel 5.1.1. In Hinblick auf die Kurzschlussstromberechnung sollte bei einem konservativen Berechnungsansatz der geringste Wert für t_p zugrunde gelegt werden.

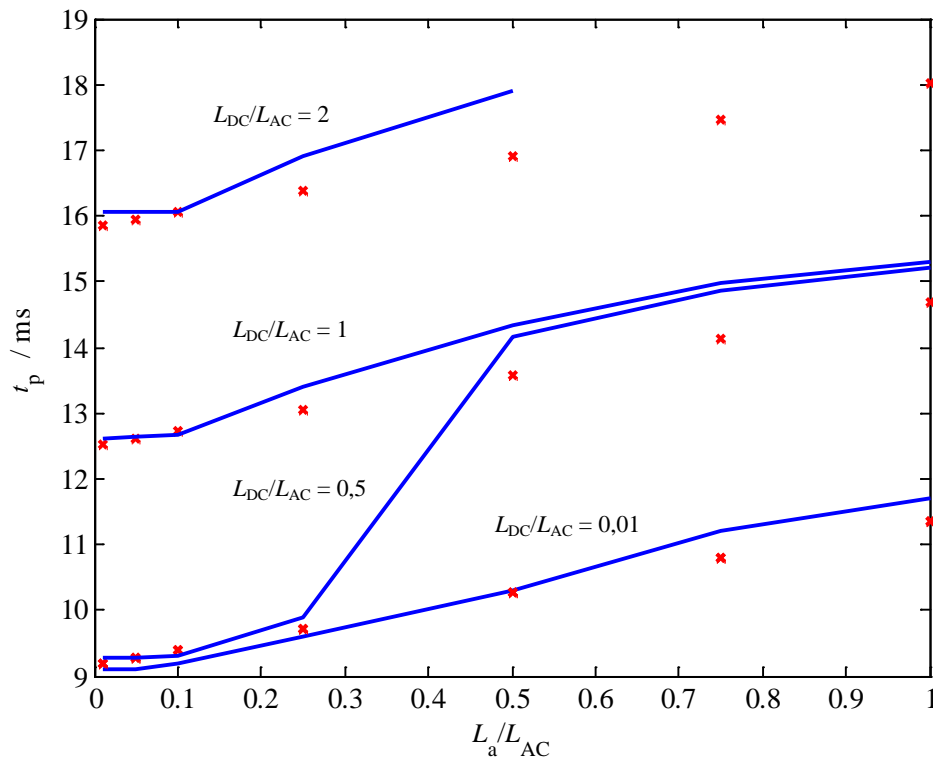


Abbildung 5.43 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom aus Simulation (blau) und Berechnung (rot) für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse in Abhängigkeit des L_a/L_{AC} -Verhältnisses

Anfangsteilheit

In den ersten Augenblicken nach Kurzslusseintritt leiten beim modularen Mehrpunktstromrichter nicht mehr als drei Dioden. Aus diesem Grund gelten hier ebenfalls die in Kapitel 5.1.1 hergeleiteten Zusammenhänge. Für den Ansatz nach Gleichung (5.41) sind die Ersatzgrößen aus Gleichung (5.93) zu verwenden. Für die alternativen Ansätze nach Gleichung (5.42) und Gleichung (5.43) sind der Stoßkurzschlussstrom und die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom des monopolaren Mehrpunktstromrichters anzusetzen (s. a. Abbildung A2.27 im Anhang A2).

5.4.2 Bipolare Konfiguration

Die bipolare Konfiguration des Mehrpunktstromrichters entspricht der der bipolaren Sechspulsbrücke mit dem Unterschied (vgl. Abbildung 5.10), dass in den Armen der beiden Brücken zusätzliche Arminduktivitäten enthalten sind. Das prinzipielle Verhalten kann aus diesem Grund

auf den Mehrpunktstromrichter übertragen werden. Bei sechs gleichzeitig leitenden Dioden gilt ebenfalls Gleichung (5.47). Die Ersatzgrößen sind:

$$R_k = R_{AC} + \frac{1}{3} R_{DC} \quad (5.117)$$

$$L_k = L_{AC} + L_a + \frac{1}{3} L_{DC} \quad (5.118)$$

Die Parameter der Gleichstromseite der bipolaren Konfiguration sind somit im Vergleich zur monopolen Konfiguration um den Faktor 2 kleiner.

Dauerkurzschlussstrom

Der Dauerkurzschlussstrom wird nach Kapitel 5.4.1 berechnet. Für den ohmschen Ersatzwiderstand R_k ist der Parameter entsprechend Gleichung (5.117) einzusetzen.

Stoßkurzschlussstrom

Der Stoßkurzschlussstrom wird nach Kapitel 5.4.1 berechnet. Für den ohmschen Ersatzwiderstand R_k ist der Parameter entsprechend Gleichung (5.117) und für die Ersatzinduktivität L_k der nach Gleichung (5.118) einzusetzen. Die Verhältnisse L_{DC}/L_{AC} und R_{DC}/R_{AC} sind mit dem Faktor 0,5 zu multiplizieren.

Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom

Die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom wird nach Kapitel 5.4.1 berechnet. Die Verhältnisse L_{DC}/L_{AC} und R_{DC}/R_{AC} sind mit dem Faktor 0,5 zu multiplizieren.

Anfangsteilheit

Für die Berechnung der Anfangsteilheit gilt die Vorgehensweise wie in Kapitel 5.4.1 beschrieben. Für den ohmschen Ersatzwiderstand R_k ist der Parameter entsprechend Gleichung (5.117) und für die Ersatzinduktivität L_k der nach Gleichung (5.118) einzusetzen.

5.5 Kurzschlussstrombeitrag von Leitungen

Ein Kurzschluss im Gleichstromnetz hat die Entladung von Leitungen zur Folge. Die Höhe und Dauer des Entladestroms hängen von verschiedenen Faktoren ab (Gleichspannung, Leitungstyp, Fehlertyp etc.). Der in diesem Kapitel behandelte Entladestrom der Leitung wird als Kurzschlussstrom bezeichnet, da er als Teil-Kurzschlussstrom den Gesamt-Kurzschlussstrom mitbestimmt.

Die Berechnung elektrischer Parameter von Freileitungen und Kabeln wird in Kapitel 3 vorgestellt. Aufbauend darauf wird im folgenden Abschnitt der Kurzschlussstrombeitrag von Leitungen untersucht. Dabei wird das Kurzschlussverhalten von Freileitungen und Kabeln vergleichend gegenübergestellt. Der Einfluss von Stromrichtern wird zunächst vernachlässigt. In Kapitel 5.5.2 wird anschließend der Stromrichter als Ersatzspannungs-/stromquelle zusätzlich berücksichtigt.

Als Referenzmodelle werden die in Tabelle A2.2 und Tabelle A2.3 aufgeführten Leitungen verwendet (siehe Anhang A2). Das generelle Verhalten bei Kurzschluss ist auf andere Leitungen – unterschiedlicher Dimensionierung – übertragbar, da sich die charakteristischen Leitungsgrößen in einem ähnlichen Parameterbereich bewegen. Für die Untersuchungen liegt das in Kapitel 3.5 beschriebene frequenzabhängige Leitungsmodell zugrunde.

5.5.1 Kurzschluss einer aufgeladenen Leitung ohne Abschluss einer Quelle

Die Leitung bzw. das Leitungssystem soll in diesem Abschnitt unabhängig von anderen Quellen betrachtet werden. In einem ersten Schritt wird zum einen von einem einzelnen Leitungsabschnitt in monopolarer und zum anderen in bipolarer Konfiguration ausgegangen (siehe Abbildung 5.44). Die Leitung, welche durch den Wellenwiderstand Z_w , die Ausbreitungskonstante γ und die Leitungslänge l charakterisiert ist, wird auf die Spannung U_{DC} (Leiter-Erde Spannung) aufgeladen. Der Kurzschluss tritt am Leitungsende auf. Bei der monopolaren Konfiguration wird ein Leiter-Erde Kurzschluss und bei der bipolaren Konfiguration ein Leiter-Leiter Kurzschluss betrachtet. Das andere Leitungsende wird als offenes Ende angenommen, was einem Abschluss mit einer idealen Stromquelle entspricht ($R_i \rightarrow \infty$).

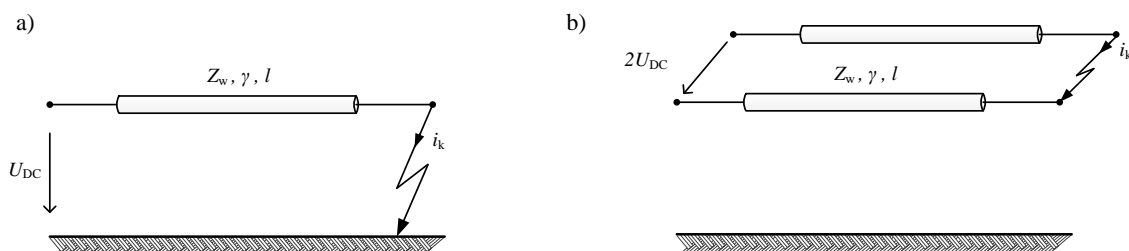


Abbildung 5.44 – Kurzschluss bei aufgeladener Leitung:

- a) Monopolare Konfiguration
- b) Bipolare Konfiguration

Abbildung 5.45 zeigt die resultierenden Kurzschlussströme bei einer Leitungslänge von 100 km, einer Spannung von $U_{DC} = 320$ kV und den Leitungsparametern nach Tabelle A2.2 (Freileitung) bzw. Tabelle A2.3 (Kabel). Zusätzlich sind charakteristische Größen (Amplitude, Frequenz, Dauer) des Kurzschlussstroms aus der Simulation in Tabelle 5.2 zusammengefasst.

Auffällig sind in diesem Zusammenhang die deutlichen Unterschiede zwischen den Amplituden von Kabel und Freileitung, welche auf den Wellenwiderstand der Leitungsanordnung zurückzuführen sind.

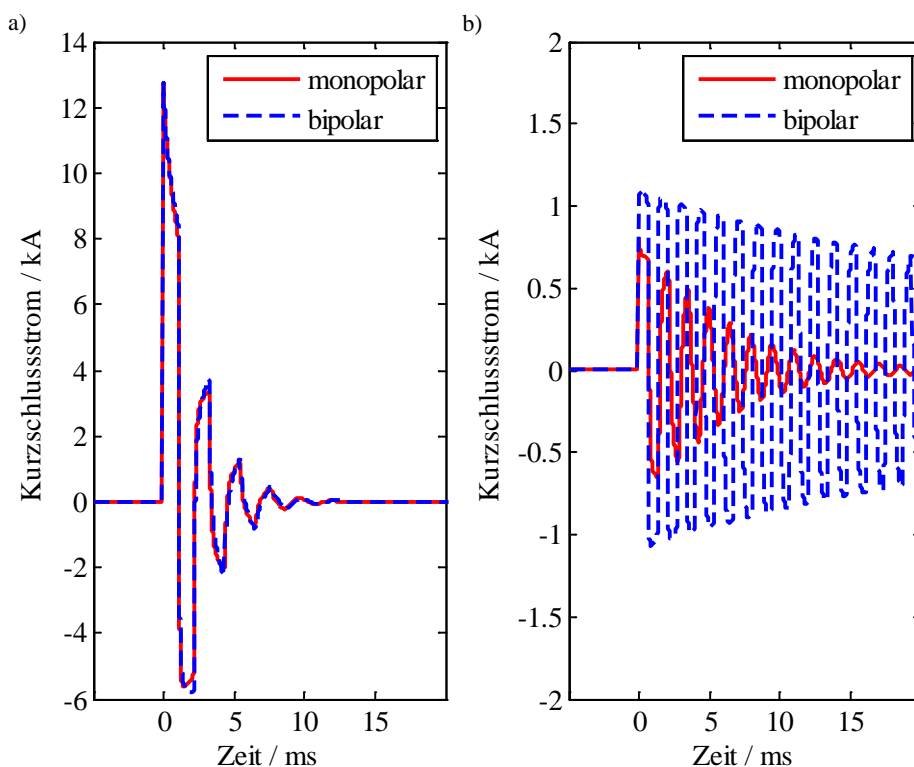


Abbildung 5.45 – Kurzschlussstromverlauf bei verschiedenen Leitungstypen und -konfigurationen:

- a) Kabel in monopolarer und bipolarer Konfiguration
b) Freileitung in monopolarer und bipolarer Konfiguration

Tabelle 5.2 – Frequenz, Amplitude und Dauer des Kurzschlussstroms einer Freileitung und eines Kabels in mono- und bipolarer Konfiguration

	Freileitung (monopolar)	Freileitung (bipolar)	Kabel (monopolar)	Kabel (bipolar)
Frequenz / Hz	657	743	436	430
Amplitude / kA	0,75	1,05	12,5	12,5
Dauer / ms	14	> 20	12	12

Die Amplitude des Kurzschlussstroms der Leitung wird mit folgender Gleichung berechnet:

$$\hat{i}_k = \frac{U_{DC}}{Z_w} \quad (5.119)$$

Mit:

U_{DC} Leiter-Erde Gleichspannung vor Kurzschlusseintritt

Z_w Wellenwiderstand der Leitung

Die Amplitude des Kurzschlussstroms ist somit direkt proportional zur Gleichspannung des Systems und antiproportional zum Wellenwiderstand. Wie in Kapitel 3.4 beschrieben, hängt der Wellenwiderstand von der Frequenz des Stroms ab.

Abbildung 5.46 zeigt hierzu für beide Leitungstypen und -konfigurationen den nach Gleichung (3.52) berechneten Wellenwiderstand in Abhängigkeit der Frequenz. Den höchsten Wellenwiderstand weist die monopolare Freileitungskonfiguration auf. Die bipolare Freileitungs-

konfiguration hat einen etwas geringeren Wellenwiderstand. Für Frequenzen größer 10 Hz fällt außerdem auf, dass der Wellenwiderstand der bipolaren Konfiguration fast unabhängig von der Frequenz ist. Dies liegt am fehlenden Einfluss der Erdimpedanz, welche die höchste Frequenzabhängigkeit hat.

Der Wellenwiderstand des Kabels ist deutlich geringer. Für höhere Frequenzen (>50 Hz) sind die Werte für die monopolare und bipolare Konfiguration fast identisch. Der Grund ist, dass der negative Teil der wirksamen Impedanzen aus Gleichung (3.41) bzw. Gleichung (3.46) von der Erdimpedanz dominiert wird und somit die wirksamen Impedanzen beider Konfigurationen fast gleich sind. Dies spiegelt sich auch im zeitlichen Verlauf des Kurzschlussstroms wider (siehe Abbildung 5.45a).

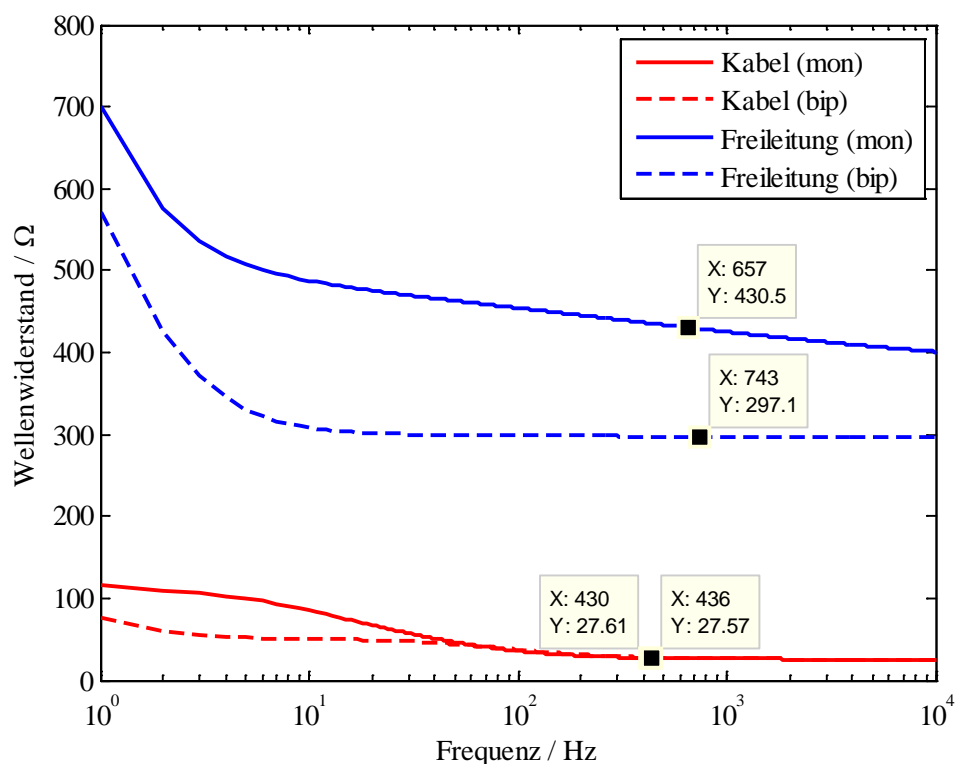


Abbildung 5.46 – Wellenwiderstand des Kabels und der Freileitung in Abhängigkeit der Frequenz für die monopolare und bipolare Konfiguration

In Abbildung 5.46 sind zusätzlich die Wellenwiderstände hervorgehoben, welche sich aus der natürlichen Frequenz der Leitung für die jeweilige Konfiguration ergeben. Mit einer Gleichspannung von 320 kV resultieren daraus die in Tabelle 5.2 eingetragenen Amplituden.

Die natürliche Frequenz einer Freileitung kann, wie in [102] beschrieben, berechnet werden. Dabei wird angenommen, dass die Erdimpedanz die Frequenzabhängigkeit der Leitung bestimmt. Für das Kabel ist, wie in Kapitel 3.4 gezeigt, ein iterativer Berechnungsansatz zugrunde zu legen, da die Impedanz sich aus mehreren frequenzabhängigen Teilimpedanzen zusammensetzt. Die natürliche Frequenz der Leitung hängt nach Gleichung (3.55) proportional von der Wellengeschwindigkeit und antiproportional von der Leitungslänge ab.

Abbildung 5.47b zeigt in diesem Zusammenhang die Wellengeschwindigkeit für die Kabel- und Freileitungskonfigurationen in Abhängigkeit der Frequenz. Hierbei wird nochmal verdeutlicht, dass die Wellengeschwindigkeit der Freileitung deutlich über der des Kabels liegt, wodurch sich eine höhere natürliche Frequenz ergibt. Im Fall der bipolaren Konfigurationen kann für die Wellengeschwindigkeit die Lichtgeschwindigkeit zugrunde gelegt werden. Im höheren Frequenzbereich sind die Wellengeschwindigkeiten von monopolarer und bipolarer Kabelkonfiguration annähernd gleich groß, weswegen die natürlichen Frequenzen fast übereinstimmen (siehe Tabelle 5.2).

Die Dauer des Kurzschlussstroms hängt von der Dämpfungskonstante der Leitung ab. Der Kurzschlussstrom des Kabels ist nach etwa 10 Millisekunden für die Kabelkonfigurationen fast null. Der Kurzschlussstrom bei der monopolaren Freileitungskonfiguration hat eine ähnlich geringe Kurzschlussdauer. Ausschließlich im Fall der bipolaren Konfiguration weist der Kurzschlussstrom ein verhältnismäßig geringes Abklingverhalten auf (siehe Abbildung 5.45).

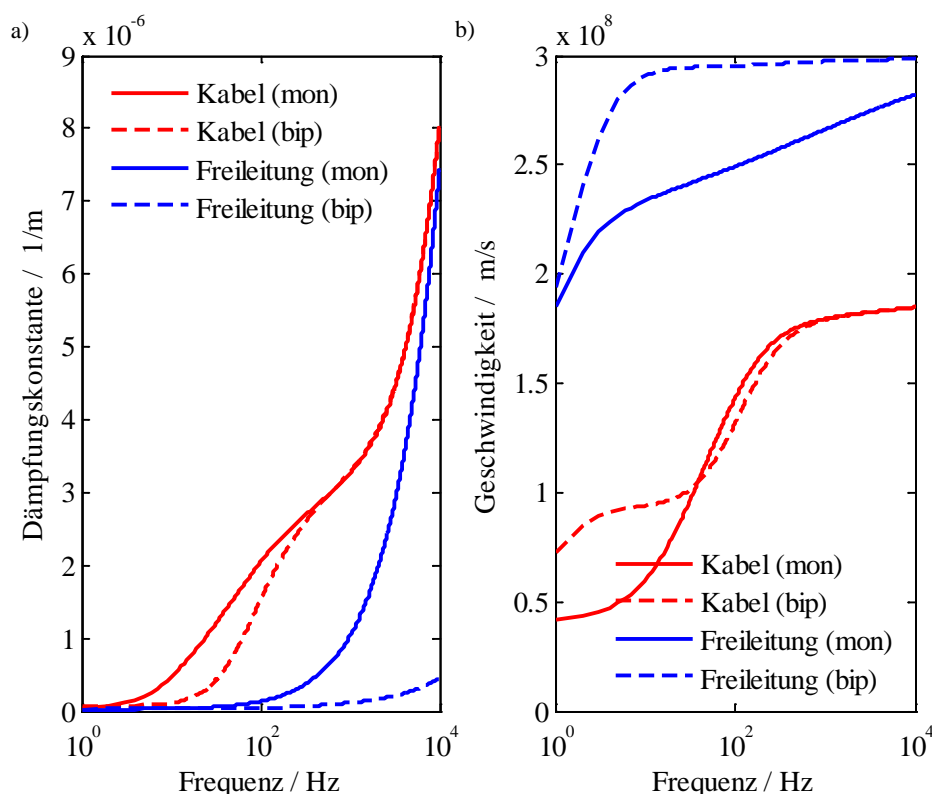


Abbildung 5.47 – Leitungskenngrößen des Kabels und der Freileitung für die mon. und bip. Konfiguration:

a) Dämpfungskonstante in Abhängigkeit der Frequenz

b) Wellengeschwindigkeit in Abhängigkeit der Frequenz

Abbildung 5.47a stellt die nach Gleichung (3.53) berechnete Dämpfungskonstante für die verschiedenen Konfigurationen in Abhängigkeit der Frequenz dar. Hierbei wird deutlich, dass die Kurzschlussdauer für die Kabelkonfigurationen und die monopolare Freileitungskonfiguration aufgrund der verhältnismäßig großen Dämpfungskonstante relativ gering ist und im Gegen-

satz dazu die Kurzschlussdauer für die bipolare Freileitungskonfiguration relativ hoch aufgrund der sehr niedrigen Dämpfungskonstante.

Der zeitliche Verlauf des Kurzschlussstroms für einen einzelnen Leitungsabschnitt kann über folgenden Berechnungsansatz, der prinzipiell dem Bergeron-Verfahren entspricht, näherungsweise berechnet werden [102]:

$$i_k = \hat{i}_k \cdot \left(1 + b_{i,k} \cdot \sum_{n=1}^m r_{i,o}^n K^{2n} \right) \quad (5.120)$$

Mit:

- $b_{i,k}$ Strom-Brechungsfaktor am Kurzschlussort (= 2)
- $r_{i,o}$ Strom-Reflexionsfaktor am leerlaufenden Ende (= -1)
- K Dämpfungsfaktor
- \hat{i}_k Amplitude des Kurzschlussstroms nach Gleichung (5.119)
- m Parameter, welcher den Zeitbereich für die Berechnung festlegt

Gleichung (5.120) gibt die Amplitude des Kurzschlussstroms für diskrete Zeitpunkte $t \geq 2m \cdot \tau$ ($m \in \mathbb{N}_0$) an, die das Resultat aus der Überlagerung einzelner Teilwellen am Kurzschlussort ist (s. a. Kapitel 3.6). Der Dämpfungsfaktor K kann durch $e^{-\alpha x}$ approximiert werden, wobei x die zurückgelegte Strecke der Wanderwelle und α die Dämpfungskonstante bezeichnen. Die Parameter werden für die natürliche Frequenz der Leitung berechnet. Bei diesem Ansatz wird eine verzerrungsfreie Leitung zugrunde gelegt. Die Berechnung nach Gleichung (5.120) und die Simulationsergebnisse (Abbildung 5.45) sind für das bipolare Kabel und die bipolare Freileitung im Anhang A2 in Abbildung A2.28 dargestellt.

In Abbildung 5.44 wird von einem Kurzschluss am Leitungsende ausgegangen. Tritt der Kurzschluss an einem beliebigen Ort auf der Leitung auf, teilt sich die Wanderwelle auf die beiden Leitungsabschnitte auf. Die Amplitude zu Beginn des Kurzschlusses ergibt sich aus der Parallelschaltung der Wellenwiderstände, welche identisch sind, wenn die gleiche Frequenz angesetzt wird:

$$\hat{i}_k = \frac{U_{DC}}{Z_w / 2} \quad (5.121)$$

Der Kurzschlussstrom am Fehlerort resultiert aus der Überlagerung der Teilwellen aus beiden Leitungsabschnitten. Die Amplituden der Teilwellen zu diskreten Zeitpunkten können entsprechend Gleichung (5.120) berechnet werden.

Wird ein Gleichstromnetz mit mindestens drei Leitungsabschnitten betrachtet, ist eine generelle Berechnung des Kurzschlussstroms nicht mehr möglich, da es durch Mehrfach-Reflexionen und -Brechungen an Knoten mit mehr als zwei Leitungen zu einer stetigen Zunahme von Teilwellen kommt.

In Abbildung 5.48 ist ein Gleichstromnetz mit den Leitungen L1, L2 und L3 dargestellt, die an Sammelschiene B miteinander verbunden sind. Für die Leitungen werden monopolare Kabelkonfigurationen mit einer Länge von jeweils 100 km und den Abmessungen nach Tabelle A2.3 zugrunde gelegt. Das grundsätzliche Verhalten kann jedoch auch auf andere Leitungstypen und -konfigurationen übertragen werden. Es werden Kurzschlussströme an vier verschiedenen Fehlerorten untersucht (Sammelschiene A, 50- und 90-km-Entfernung von Sammelschiene A, Sammelschiene B). Die resultierenden Kurzschlussströme sind in Abbildung 5.49 dargestellt.

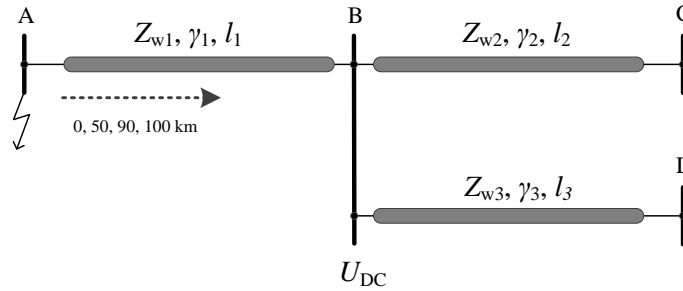


Abbildung 5.48 – Kurzschluss an verschiedenen Fehlerorten in einem Gleichstromnetz mit drei Leitungsabschnitten

Im ersten Szenario – Kurzschluss auf Sammelschiene A – tritt ein Kurzschlussstrom mit verhältnismäßig kleiner Amplitude auf, da die Amplitude ausschließlich durch den Wellenwiderstand von Leitung L1 bestimmt wird. Nach einfacher Laufzeit τ_1 trifft die vom Kurzschlussort ausgehende Wanderwelle auf die Sammelschiene B und wird dort reflektiert und gebrochen. Der Reflexions- und der Brechungsfaktor an Sammelschiene B werden von den Wellenwiderständen der drei Leitungen bestimmt:

$$r = \frac{Z_{w1} - Z_{\text{äq}}}{Z_{w1} + Z_{\text{äq}}} \quad (5.122)$$

$$b = \frac{2Z_{w1}}{Z_{w1} + Z_{\text{äq}}} \quad (5.123)$$

Die äquivalente Impedanz $Z_{\text{äq}}$ wird aus der Parallelschaltung der beiden Wellenwiderstände Z_{w2} und Z_{w3} berechnet ($Z_{w2} // Z_{w3}$). Bei gleichen Wellenwiderständen ist für dieses Beispiel $r = 1/3$ und $b = 2/3$.

Die positive Reflexion an Sammelschiene B im ersten Szenario (siehe Abbildung 5.49a) macht sich nach der Dauer $2\tau_1$ durch einen positiven Sprung des Kurzschlussstroms am Fehlerort bemerkbar. Durch negative Reflexionen an den Sammelschienen C und D nimmt der Kurzschlussstrom schließlich ab.

Im zweiten Szenario (siehe Abbildung 5.49b) hat der Anfangswert des Kurzschlussstroms den doppelten Wert, da der Kurzschluss zwischen zwei Leitungsabschnitten auftritt und dementsprechend die Amplitude nach Gleichung (5.121) berechnet wird. Durch die negative Reflexion an Sammelschiene A wird der Kurzschlussstrom kurz darauf reduziert.

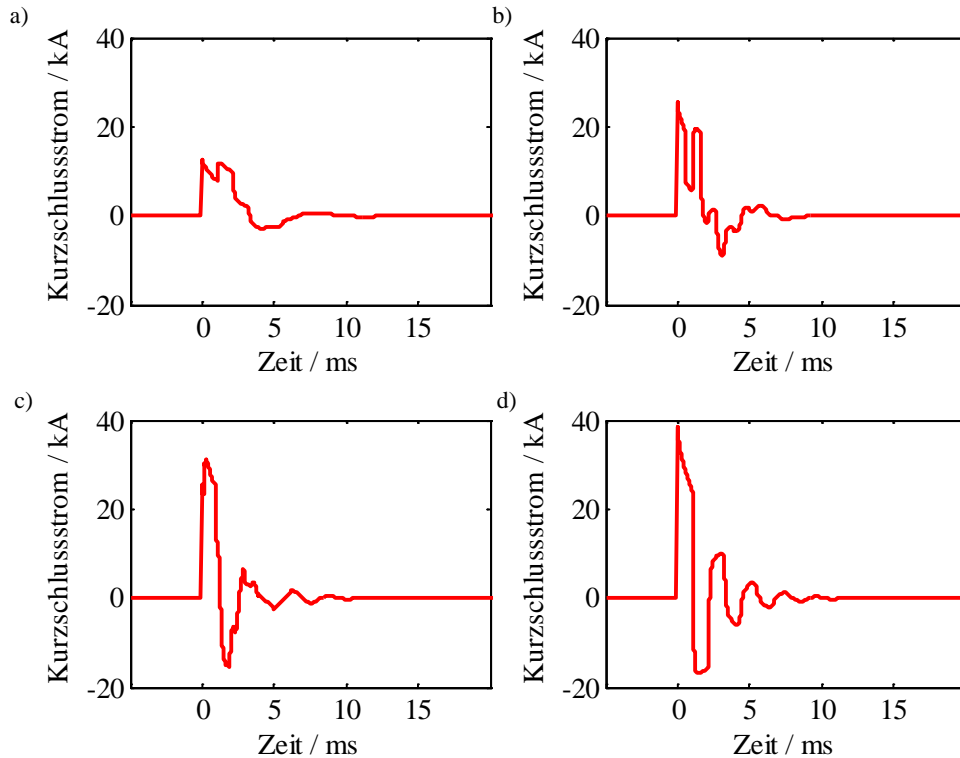


Abbildung 5.49 – Kurzschlussströme in einem Gleichstromnetz mit drei Kabeln in monopolarer Konfiguration für verschiedene Fehlerorte:

- a) Sammelschiene A
- b) 50-km-Entfernung von Sammelschiene A
- c) 90-km-Entfernung von Sammelschiene A
- d) Sammelschiene B

Im dritten Szenario (siehe Abbildung 5.49c) hat der Kurzschlussstrom zu Beginn die gleiche Amplitude wie im vorangegangenen Szenario. Durch mehrere positive Reflexionen an Sammelschiene B wird die Amplitude von ursprünglich 25 kA auf über 30 kA erhöht.

Das vierte Szenario (siehe Abbildung 5.49d) kann als *Worst-Case-Szenario* angesehen werden, da aufgrund des kleinsten Wellenwiderstands am Kurzschlussort ($Z_w/3$, Parallelschaltung der drei Wellenwiderstände) in diesem Fall die höchste Amplitude mit 38 kA auftritt.

In allen Szenarien ist die Dauer des Kurzschlussstroms mit ≈ 10 ms relativ gering, da die Dämpfungskonstante – wie bereits beschrieben – bei Kabeln sehr groß ist. Das in diesem Beispiel dargestellte Kurzschlussverhalten gilt prinzipiell auch für Freileitungen, mit dem Unterschied, dass die Amplituden deutlich geringer sind. Bei bipolaren Freileitungen wäre zu dem die Kurzschlussdauer deutlich größer.

Generell kann davon ausgegangen werden, dass bei einem Kurzschluss die höchsten Amplituden auf Sammelschienen mit vielen Leitungsabgängen auftreten. Für die Amplitude gilt in diesem Fall:

$$\hat{i}_k = \frac{U_{DC}}{Z_{w, \text{äq}}} \quad (5.124)$$

Mit:

$Z_{w,\ddot{a}q}$ äquivalenter Wellenwiderstand am Kurzschlussort

Der äquivalente Wellenwiderstand wird aus der Parallelschaltung der entsprechenden Leitungs-Wellenwiderstände bestimmt. Sind die Leitungen gleich, gilt:

$$Z_{w,\ddot{a}q} = \frac{Z_w}{n} \quad (5.125)$$

Mit:

n Anzahl der Leitungsabgänge am Kurzschlussort

Abschließend sollen in diesem Kapitel ausgehend vom Gleichstromnetz aus Abbildung 5.48 (Basis-Szenario) zwei Varianten untersucht werden. In Variante a) wird die Anzahl der abgehenden Leitungen auf sechs erhöht (Abbildung 5.50a). In Variante b) wird die Netzausdehnung vergrößert, indem an Sammelschiene C und D jeweils zwei weitere Leitungen angeschlossen werden (Abbildung 5.50b). Die Leitungen haben eine Leitungslänge von jeweils 100 km und die Abmessungen entsprechend Tabelle A2.3. Der Kurzschluss tritt an Sammelschiene A auf.

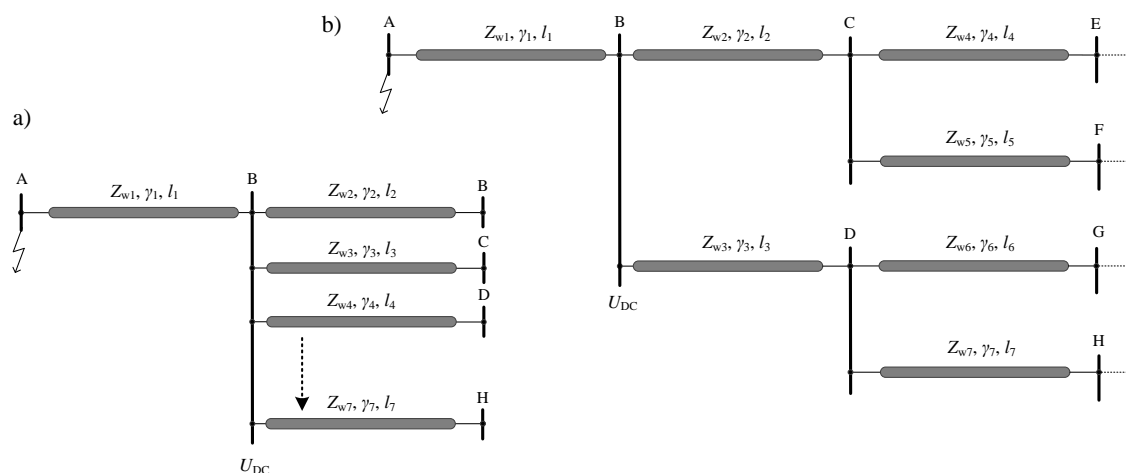


Abbildung 5.50 – Kurzschluss im Gleichstromnetz:

a) Viele Leitungsabgänge

b) Große Ausdehnung

Die resultierenden Kurzschlussströme sind in Abbildung 5.51 dargestellt. Bei Variante a) tritt im Vergleich zum Basis-Szenario nach der zweifachen Laufzeit ein deutlich größerer Stromsprung auf, so dass sich die Amplitude auf 16,5 kA erhöht (Abbildung 5.51a). Der Grund ist, dass durch die zunehmende Anzahl an Leitungen, der Reflexionsfaktor an Sammelschiene B sich von ursprünglich 1/3 auf 5/7 vergrößert, da die äquivalente Impedanz kleiner wird [s. a. Gleichung (5.122)].

Die Kurzschlussströme aus Variante b) und dem Basis-Szenario haben in den ersten Millisekunden den gleichen Verlauf, da die Wanderwelle an Sammelschiene B in beiden Fällen gleich gebrochen und reflektiert wird. In Variante b) werden die weiterlaufenden Wanderwellen an den Sammelschienen C und D erneut positiv reflektiert, was nach einer Laufzeit von 4τ einen erneut

positiven Stromsprung zur Folge hat. Durch die zunehmende Ausdehnung breiten sich die Wanderwellen über größere Distanzen aus, wodurch die Amplituden stärker gedämpft werden, bis sie wieder auf den Fehlerort treffen. Aus diesem Grund hat der positive Stromsprung keine Erhöhung der absoluten Amplitude zur Folge.

In beiden Varianten verkleinert sich die Frequenz des Kurzschlussstroms im Vergleich zum Basis-Szenario, die Kurzschlussdauer wird jedoch nicht wesentlich beeinflusst.

Bei Kurzschlüssen in Gleichstromnetzen ist – wie bereits angesprochen – die exakte Berechnung des vollständigen Kurzschlussstromverlaufs auf einfache Weise nicht möglich, da sich dieser aus der Überlagerung sehr vieler Teilwellen zusammensetzt. Über den Anfangswert, der nach Gleichung (5.124) berechnet wird, und den direkten Randbedingungen in der Nähe des Fehlerorts kann bezüglich der Amplitude des Kurzschlussstroms eine Abschätzung getroffen werden. Generell ist der Kurzschlussstrom der Leitung nur in den ersten Millisekunden zu berücksichtigen, da dieser aufgrund der hohen Dämpfung sehr schnell abklingt.

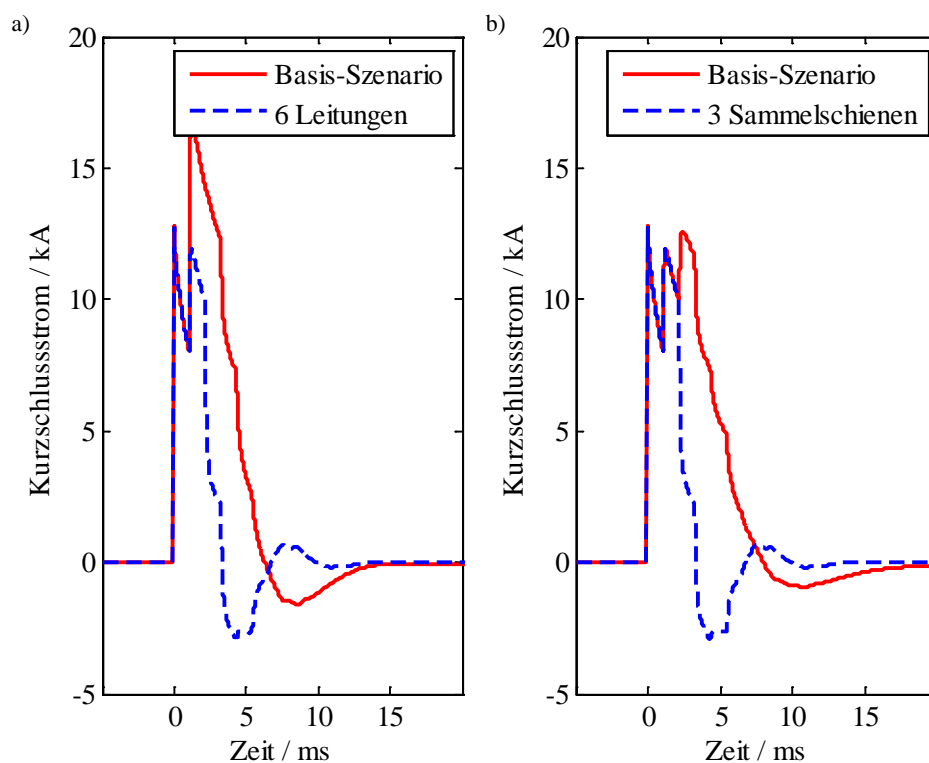


Abbildung 5.51 – Vergleich der Kurzschlussströme aus dem Basis-Szenario und verschiedenen Varianten:

- a) Zunehmende Anzahl von Leitungen an Sammelschiene B (sechs abgehende Leitungen)
- b) Größere Netzausdehnung (3 Sammelschienen)

5.5.2 Kurzschluss einer aufgeladenen Leitung mit Quelle

In Kapitel 5.5.1 wird der Kurzschlussstrom der Leitung unabhängig von anderen Quellen betrachtet. Die Leitungsenden werden für diesen Fall als offener Leitungsabschluss berücksichtigt. Bei einem Kurzschluss speisen jedoch neben Leitungen zusätzliche Quellen, wie z. B. Strom-

richter, einen Kurzschlussstrom ein. Hierbei stellt sich die Frage, wie diese Quellen den Kurzschlussstrom der Leitung beeinflussen.

In einem ersten Szenario wird zusätzlich ein Stromrichter berücksichtigt, der als Gleichspannungsquelle mit Innenwiderstand nachgebildet wird (siehe Abbildung 5.52a). Die Spannungsquelle hat eine Amplitude von $U_{DC} = 320$ kV. Die Länge der Leitung beträgt 100 km und die Abmessungen sind Tabelle A2.3 zu entnehmen.

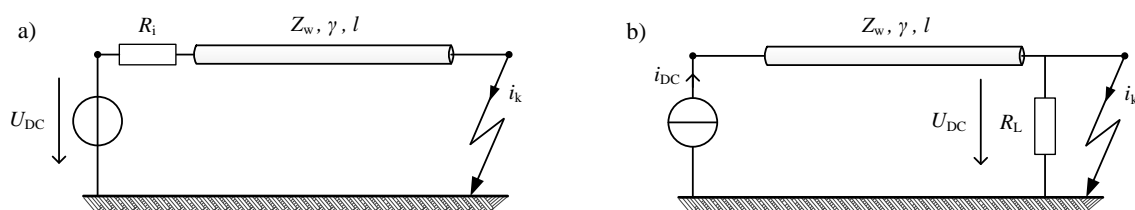


Abbildung 5.52 – Kurzschluss am Ende der Leitung bei unterschiedlicher Einspeisung:

a) Spannungsquelle
b) Stromquelle

In Abbildung 5.53 sind die Kurzschlussströme für unterschiedliche Innenwiderstände dargestellt. Zusätzlich ist der Kurzschlussstrom der Leitung als schwarze Funktion zu sehen, welcher bei der Entladung der Leitung – unabhängig von anderen Quellen – fließt. Für die Dauer der zweifachen Laufzeit 2τ sind die drei Kurzschlussströme identisch. Der Verlauf wird durch den Kurzschlussstrom der Leitung bestimmt. Bei einem Innenwiderstand von $R_i = 0 \Omega$ wird die vom Fehlerort einlaufende Wanderwelle vollständig an der Spannungsquelle reflektiert ($r = 1$).

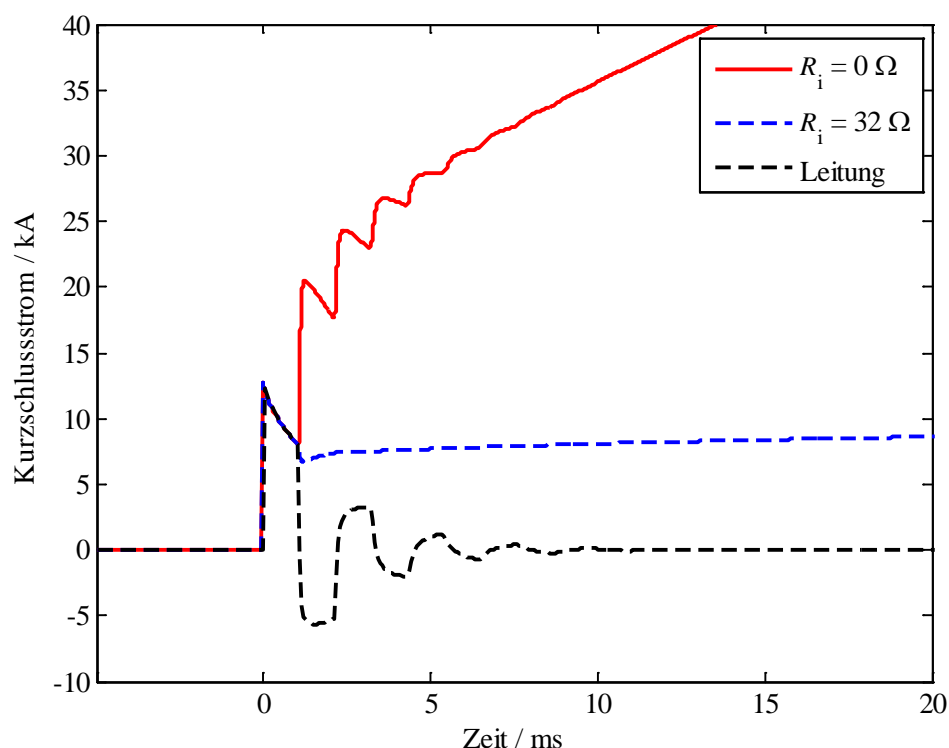


Abbildung 5.53 – Kurzschlussströme einer Gleichspannungsquelle bei unterschiedlichen Innenwiderständen

Nach dem Auftreffen der Wanderwelle beginnt die Spannungsquelle einen Strom einzuspeisen. Die rücklaufende Wanderwelle trifft erneut auf die Fehlerstelle, wo sie positiv reflektiert wird. Dieser Vorgang wiederholt sich solange, bis die Amplitude der Wanderwelle durch die Leitungsdämpfung vollständig abgeklungen ist. Daraufgehend wird der Kurzschlussstrom ausschließlich durch die Spannungsquelle bestimmt. Der durch die Leitungsentladung resultierende Strom (schwarze Funktion) wird somit dem Strom der Spannungsquelle überlagert, was auch beim Vergleich des oszillierenden Verlaufs von schwarzer und roter Funktion in den ersten 10 Millisekunden nach Kurzschlusseintritt deutlich wird.

Stationär für $t \rightarrow \infty$ wird der Kurzschlussstrom durch den Gleichstromwiderstand der Leitung begrenzt, so dass ein Dauerkurzschlussstrom mit einer Amplitude von 440 kA fließen würde. Generell wird der Dauerkurzschlussstrom zusätzlich durch den Innenwiderstand des Stromrichters begrenzt. Für das HGÜ-System aus Tabelle A2.6 ergibt sich stationär ein Innenwiderstand von $R_i = 32 \Omega$. Der resultierende Kurzschlussstrom ist für diesen Fall in Abbildung 5.53 als blaue Funktion dargestellt. Da der Wellenwiderstand der Leitung ($Z_w \approx 25 \Omega$, s. a. Abbildung 5.46) und der Innenwiderstand der Spannungsquelle ähnlich groß sind, wird nach den Gleichungen (5.122) und (5.123) die einlaufende Wanderwelle fast vollständig gebrochen und nicht reflektiert ($b \approx 1$, $r \approx 0$). Dies spiegelt sich auch im Kurzschlussstromverlauf wider. Der Kurzschlussstrom nimmt nach Kurzschlusseintritt sehr schnell einen stationären Wert ein. Der durch die Wanderwellenbewegung oszillierende Verlauf tritt in diesem Fall nicht auf.

In einem zweiten Szenario wird der Stromrichter als Stromquelle berücksichtigt (Abbildung 5.52b). Die Amplitude beträgt 1 kA. Der Lastwiderstand wird so angepasst, dass die Spannung vor Kurzschlusseintritt 320 kV beträgt. In Abbildung 5.54 sind die Kurzschlussströme bei unterschiedlicher Einspeisung dargestellt.

Im ersten Fall speist die Stromquelle einen konstanten Strom von 1 kA ein. Nach Kurzschlusseintritt überlagert sich diesem Strom der Kurzschlussstrom der Leitung. Der Verlauf dieses Kurzschlussstroms entspricht dem aus Abbildung 5.53 (schwarze Funktion). Es findet somit keine wechselseitige Beeinflussung statt. Im zweiten Fall wird nach Kurzschlusseintritt der Strom der Quelle linear mit einer Steigung von 1 kA/ms auf 10 kA erhöht, was näherungsweise dem Verhalten des Stromrichters bei einem Kurzschluss entspricht. Die Überlagerung wird jedoch durch den Stromanstieg prinzipiell nicht beeinflusst, so dass auch in diesem Fall der Kurzschlussstrom der Leitung unabhängig von dem der Quelle betrachtet werden kann.

Bei Kurzschlussstromuntersuchungen in Gleichstromnetzen kann somit der Kurzschlussstrombeitrag der Leitung dem anderer Quellen überlagert werden. Der Verlauf des Kurzschlussstroms der Leitung wird im Wesentlichen durch den Widerstand am Leitungsabschluss bestimmt.

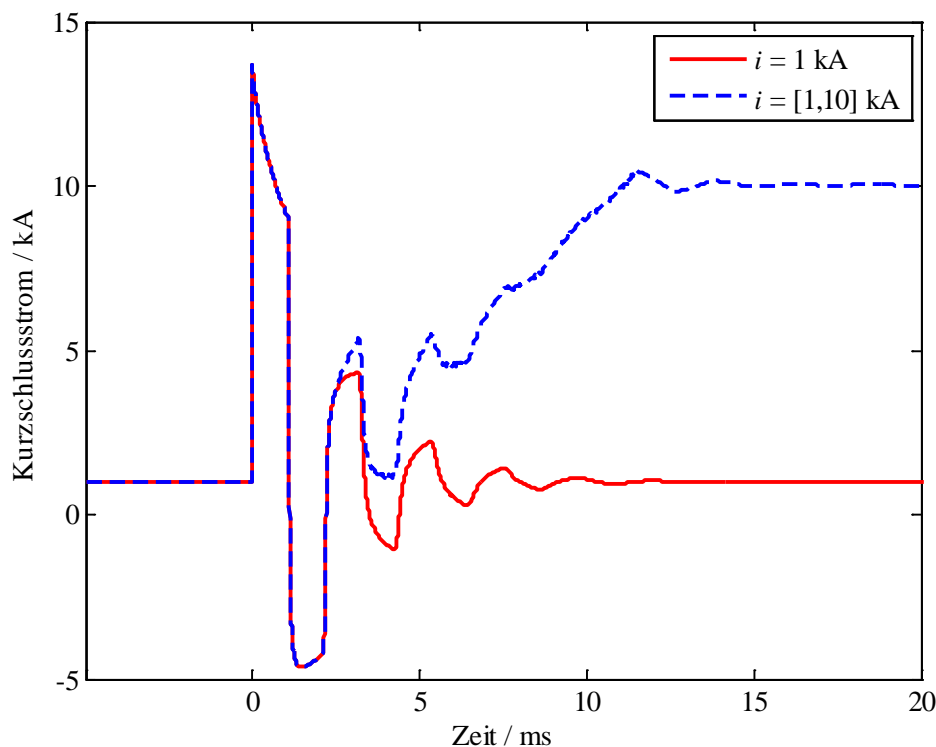


Abbildung 5.54 – Kurzschlussströme einer Stromquelle bei konstanter und veränderlicher (Rampenfunktion) Einspeisung

5.6 Filter

HGÜ-Systeme weisen sowohl Filter auf der Drehstrom- als auch auf der Gleichstromseite auf. Bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite haben die Filter auf der Drehstromseite einen vernachlässigbar geringen Einfluss auf den Kurzschlussstrom im Gleichstromnetz, da der Stromrichterbeitrag im Wesentlichen durch die Drehstromimpedanz bei 50 Hz bestimmt wird. Die Filter auf der Gleichstromseite werden bei einem Kurzschluss entladen und können je nach Konfiguration und Fehlerort einen maßgeblichen Beitrag liefern.

Je nach HGÜ-System können unterschiedliche Filter zum Einsatz kommen (s. a. Kapitel 2). Grundsätzlich werden Hochpass- und Bandpassfilter unterschieden, die unterschiedlich konfiguriert werden können. In diesem Kapitel wird ausschließlich auf den Kurzschlussstrom von einfachen Filteranordnungen eingegangen (siehe Abbildung 5.55). Die prinzipielle Herangehensweise ist jedoch auf andere Anordnungen übertragbar.

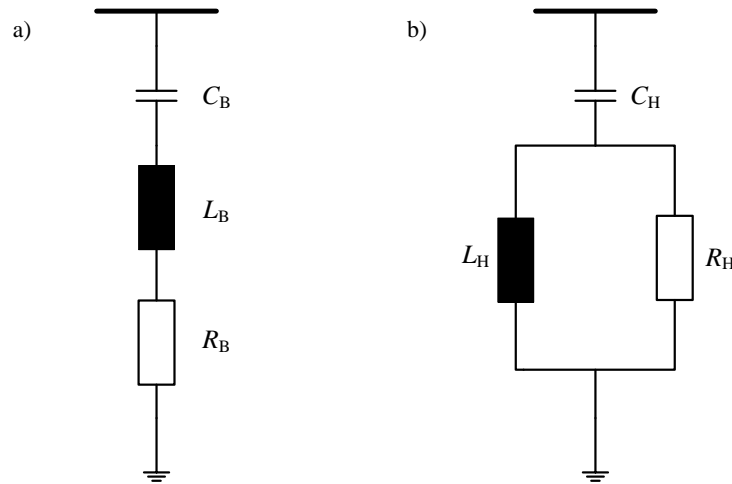


Abbildung 5.55 – Filteranordnungen:
a) Bandpassfilter
b) Hochpassfilter

5.6.1 Bandpassfilter

Beim Bandpassfilter nach Abbildung 5.55a handelt es sich um eine einfache RLC-Reihenschaltung. Tritt ein Leiter-Erde Kurzschluss direkt an der Klemme des Filters auf, kann für die Berechnung des Kurzschlussstroms Gleichung (5.73) herangezogen werden. Für die Berechnung liegen für diesen Fall die Parameter des Filters (C_B , L_B , R_B) und die Leiter-Erde Spannung U_{DC} zugrunde.

Bei einem Leiter-Leiter Kurzschluss werden die Filter des positiven und negativen Pols kurzgeschlossen, die beiden Filter sind über den Erdungspunkt in Reihe geschaltet. Für die Berechnung des Kurzschlussstroms gilt ebenfalls Gleichung (5.73). Als Eingangsgrößen werden die aus der Reihenschaltung resultierenden Parameter verwendet: $0,5C_B$, $2L_B$, $2R_B$. Die effektive Spannung ist die Leiter-Leiter Spannung zwischen den Polen ($2U_{DC}$). Aufgrund dieser Parameterkombination sind die auftretenden Kurzschlussströme bei einem Leiter-Erde und einem Leiter-Leiter Kurzschluss direkt an der Klemme gleich.

Tritt der Kurzschluss nicht direkt an der Klemme auf, müssen zusätzlich noch die Leitungsparameter für die Berechnung des Kurzschlussstroms berücksichtigt werden. Da die Leitungsparameter von der Frequenz abhängen und die Frequenz des Ausgleichvorgangs wiederum von den Leitungsparametern, muss diese iterativ berechnet werden:

$$0 = f - \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\omega_0^2 - \delta^2} \quad (5.126)$$

mit

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{(L_L(f) + L_B) \cdot C_B}} \quad (5.127)$$

$$\delta = \frac{R_L(f) + R_B}{2(L_L(f) + L_B)} \quad (5.128)$$

Die Parameter R_L und L_L stellen hierbei den ohmschen Widerstand und die Induktivität der Leitung dar, welche von der Frequenz abhängen. Die Kapazität der Leitung wird bei der Berechnung vernachlässigt. Mit der resultierenden Frequenz aus Gleichung (5.126) kann der Kurzschlussstrom mit Gleichung (5.73) berechnet werden. Hierbei fließen die Leitungsparameter ebenfalls mit ein.

Da die Leitung geladen ist, überlagert sich dem Kurzschlussstrom des Filters der Kurzschlussstrom der Leitung (s. a. Kapitel 5.5). Im vorangegangenen Kapitel wird das Leitungsende als offen betrachtet. In diesem Fall trifft die durch den Kurzschluss hervorgerufene Wanderwelle auf den Filter und wird entsprechend des effektiven Reflexions- und Brechungsfaktors reflektiert und gebrochen.

Abbildung 5.56 zeigt hierzu beispielhaft den Kurzschlussstrom eines Bandpassfilters unter Berücksichtigung einer frequenzabhängigen Leitung. Der Bandpassfilter hat folgende Parameterwerte: $C_B = 10 \mu\text{F}$, $L_B = 0,1 \text{ H}$, $R_B = 1 \Omega$. Die Leitung hat eine Länge von 100 km und die Abmessungen nach Tabelle A2.3. Die Spannung der Anordnung beträgt $U_{\text{DC}} = 320 \text{ kV}$. Wie oben beschrieben, setzt sich der Gesamt-Kurzschlussstrom (siehe Abbildung 5.56a) aus dem Kurzschlussstrom der Leitung und dem Kurzschlussstrom des Filters zusammen.

In Abbildung 5.56b ist der Kurzschlussstrom der Leitung mit Filterabschluss (blaue Funktion, abhängige Speisung) dem Kurzschlussstrom bei offenem Leitungsende (rote Funktion, unabhängige Speisung) gegenübergestellt. Im ersten Augenblick sind die beiden Kurzschlussströme identisch. Durch die unterschiedlichen Reflexionsfaktoren treten darauffolgend Unterschiede auf. Da sich der Bandpassfilter für niedrige und hohe Frequenzen wie ein Leerlauf verhält (s. a. Abbildung A2.29 im Anhang A2), weisen beide Leitungsströme einen ähnlichen Verlauf auf.

Der Kurzschlussstrom des Filters ist in Abbildung 5.56c dargestellt. Die blaue Funktion (abhängige Speisung) zeigt den Kurzschlussstrom des Filters unter Berücksichtigung einer frequenzabhängigen Leitung, wobei die Leitung vor dem Kurzschluss ungeladen ist, so dass nur der Entladestrom des Filters zu sehen ist. Im Gegensatz dazu stellt die rote Funktion (unabhängige Speisung) den Kurzschlussstrom des Filters dar, der nach den Gleichungen (5.73) und (5.126)-(5.128) berechnet wird. Die Unterschiede zwischen den beiden Funktionen kurz nach Kurzschlusseintritt kommen durch die Wanderwellenausbreitung zustande, die im Fall der verteilten Leitung eine Rolle spielt. Im vereinfachten Modell wird die Leitung durch konzentrierte Parameter nachgebildet, so dass dieser Ausgleichsvorgang nicht in Erscheinung tritt.

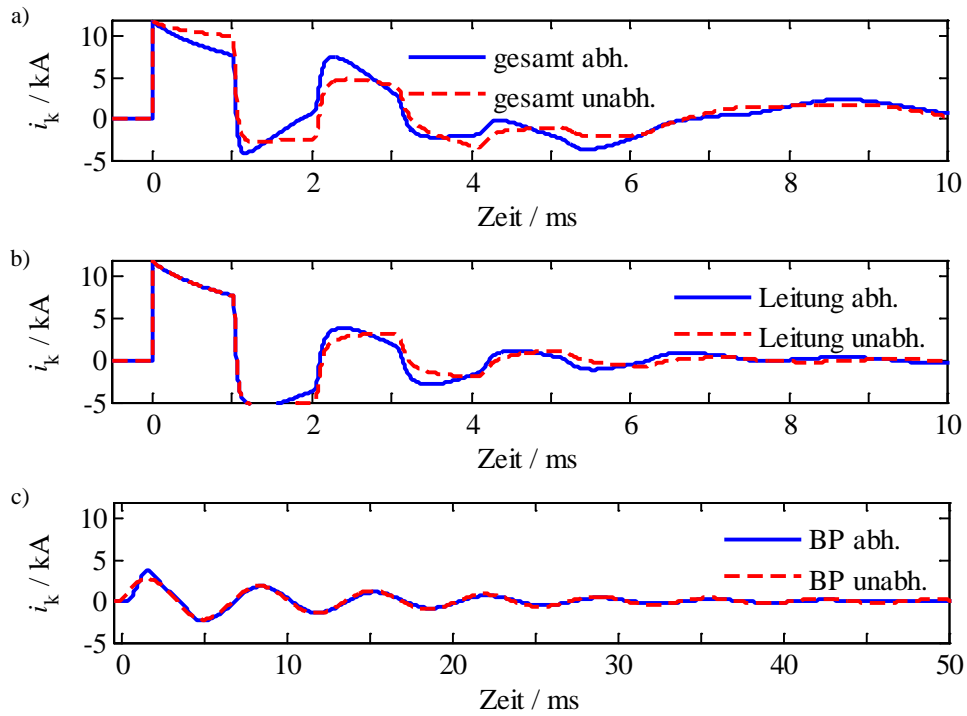


Abbildung 5.56 – Kurzschlussströme eines Bandpassfilters unter Berücksichtigung einer Leitung (blau: abhängige Speisung, rot: unabhängige Speisung):

- a) Gesamt-Kurzschlussstrom
- b) Kurzschlussstrom der Leitung
- c) Kurzschlussstrom des Filters

5.6.2 Hochpassfilter

Wird der Hochpassfilter direkt an der Klemme kurzgeschlossen, dann ergeben sich folgende Resonanzfrequenz ω_0 und Dämpfungskonstante δ :

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L_H C_H}} \quad (5.129)$$

$$\delta = \frac{1}{R_H C_H} \quad (5.130)$$

Für typische Filterparameter ist $\delta^2 - \omega_0^2 = \omega_{\text{res}}^2 > 0$. Daraus folgt für den Kurzschlussstrom:

$$i_k = \frac{U_{\text{DC}}}{R_H} \cdot \left(\cosh(\omega_{\text{res}} t) - \frac{\delta}{\omega_{\text{res}}} \sinh(\omega_{\text{res}} t) \right) \cdot e^{-\delta t} + \frac{U_{\text{DC}}}{\omega_{\text{res}} L_H} \sinh(\omega_{\text{res}} t) \cdot e^{-\delta t} \quad (5.131)$$

Da die Dämpfungskonstante beim Hochpassfilter relativ hoch ist, klingt der Kurzschlussstrom des Filters sehr schnell auf null ab.

Findet der Kurzschluss nicht direkt an der Klemme des Filters statt, müssen zusätzlich noch die Leitungsparameter R_{DC} und L_{DC} berücksichtigt werden. Im Laplacebereich gilt für den Kurzschlussstrom:

$$i_k \cdot \left(\frac{1}{pC_H} + \frac{pR_H L_H}{R_H + pL_H} + pL_{DC} + R_{DC} \right) = \frac{U_{DC}}{p}$$

$$i_k = \frac{U_{DC}}{L_{DC}} \frac{p + \frac{R_H}{L_H}}{p^3 + p^2 \cdot \left(\frac{R_H}{L_H} + \frac{R_{DC}}{L_{DC}} + \frac{R_H}{L_{DC}} \right) + p \cdot \left(\frac{1}{L_{DC}C_H} + \frac{R_H R_{DC}}{L_H L_{DC}} \right) + \frac{1}{L_H L_{DC} C_H}} \quad (5.132)$$

Mit den entsprechenden Nullstellen des Nennerpolynoms, die numerisch bestimmt werden müssen, kann der Kurzschlussstrom im Zeitbereich mit Gleichung (A2.5) berechnet werden.

5.7 Berücksichtigung frequenzabhängiger Leitungsparameter

In Kapitel 3 wird eingehend auf die Frequenzabhängigkeit von Leitungsimpedanzen eingegangen, die auf den Skin- und den Naheffekt zurückzuführen ist. Da Kurzschlüsse transiente Vorgänge in Gleichstromnetzen hervorrufen, ist zu untersuchen, wie sich die Frequenzabhängigkeit der Leitung auf den resultierenden Kurzschlussstrom auswirkt.

Während in Simulationen das transiente Verhalten von Leitungen über entsprechende Leitungsmodelle berücksichtigt wird, wie z. B. mit dem frequenzabhängigen *Phase-* oder *Mode-*Modell in PSCAD® [67], ist das für Methoden zur Berechnung von Kurzschlussströmen nicht sinnvoll, da diese, wie bspw. in den vorangegangenen Abschnitten gezeigt, konzentrierte Parameter zugrunde legen.

Im Folgenden wird gezeigt, wie frequenzabhängige Leitungsimpedanzen bei der Kurzschlussstromberechnung Berücksichtigung finden können. Der gewählte Ansatz soll auf einem sehr einfachen Weg, die Berechnung von Kurzschlussströmen ermöglichen, die aber immer noch in der Nähe der tatsächlich auftretenden Kurzschlussströme liegen. Die in Kapitel 5.7.1 durchgeführte Untersuchung ist an [104] orientiert.

5.7.1 Stromrichter Kurzschlussstrom

Für die Herleitung des Kurzschlussstroms eines Stromrichters sollen die Ersatzschaltbilder nach Abbildung 5.1 oder Abbildung 5.31 mit konzentrierten Elementen zugrunde gelegt werden. Wird davon ausgegangen, dass während des Kurzschlusses drei Dioden gleichzeitig leiten (z. B. D3, D4 und D5), so kann folgende Differentialgleichung aufgestellt werden:

$$i_k R_k + \frac{di_k}{dt} L_k = -\hat{u} \sin(\omega t) \quad (5.133)$$

Mit:

R_k Ersatzwiderstand des Kurzschlusskreises [siehe Gleichungen (5.8) und (5.93)]

L_k Ersatzinduktivität des Kurzschlusskreises [siehe Gleichungen (5.8) und (5.93)]

Daraus ergibt sich unter Vernachlässigung der Anfangsbedingungen folgende Lösung:

$$i_k = -\frac{\hat{u}}{R_k^2 + (\omega L_k)^2} \left[R_k \sin(\omega t) - \omega L_k \cos(\omega t) + \omega L_k \cdot e^{-\frac{R_k}{L_k} t} \right] \quad (5.134)$$

Der Kurzschlussstrom setzt sich demnach aus einer stationären Komponente, welche mit der Netzfrequenz (50 Hz) schwingt, und einer exponentiell abklingenden Gleichstromkomponente (0 Hz) zusammen. Da der Kurzschlussstrom kommutiert, ergibt sich der Gesamtverlauf aus zeitlich verschobenen Teil-Kurzschlussströmen. Leiten vier oder mehr Dioden gleichzeitig, hätte im Fall der Sechspulsbrücke der Teil-Kurzschlussstrom ausschließlich einen exponentiell abklingenden Verlauf [siehe Gleichung (5.11)]. Beim Mehrpunktstromrichter gilt dies nur für den Fall sechs leitender Dioden. Für die anderen Kommutierungszustände hat der Teil-Kurzschlussstrom ebenfalls eine stationäre Komponente wie in Gleichung (5.134).

Die Herleitung des Stromrichter Kurzschlussstroms nach Gleichung (5.133) basiert auf konzentrierten Parametern R_{DC} und L_{DC} . In der Realität weist die Leitung, wie in Kapitel 3 beschrieben, ein frequenzabhängiges Verhalten auf. Für die exakte Herleitung des zeitlichen Verlaufs müsste somit die Frequenzabhängigkeit der Parameter berücksichtigt werden. Dazu müsste Gleichung (5.133) inklusive der Leitungsparameter im Frequenzbereich/Laplacebereich beschrieben und anschließend in den Zeitbereich rücktransformiert werden. Da es sich bei den Leitungsparametern R_{DC} und L_{DC} um relativ komplizierte frequenzabhängige Funktionen handelt, die wiederum auch vom Leitungstyp abhängen, ist eine Rücktransformation in den Zeitbereich auf einfache Weise schwierig umzusetzen. Aus diesem Grund wird im Folgenden gezeigt, wie die Leitung bei der Berechnung von Stromrichter Kurzschlussströmen zu berücksichtigen ist.

Für die folgenden Untersuchungen werden die in Tabelle 5.3 beschriebenen Leitungen zugrunde gelegt. Das prinzipielle Verhalten ist jedoch auch auf andere Leitungssysteme übertragbar. Bei den Leitungen handelt es sich um ein 320-kV-VPE-Kabel und eine 500-kV-Freileitung. Es werden sowohl monopolare (Rückleitung über Erde) als auch bipolare (Rückleitung über Leiter) Konfigurationen untersucht. Der Mantel des Kabels ist beidseitig geerdet.

Die berechneten Widerstands- und Induktivitätsbeläge in Abhängigkeit der Frequenz sind für beide Leitungstypen und -konfigurationen in Abbildung 5.57 und Abbildung 5.58 dargestellt.

Tabelle 5.3 – Leitungsparameter eines 320-kV-Kabels und einer 500-kV-Freileitung

320-kV-VPE-Kabel		500-kV-Freileitung	
Leiter	Cu, 2500 mm ² , r ₁ = 28 mm	Leiter	Al/St 2x 645/45, ρ ₁ = 2,9·10 ⁻⁸ Ωm
innere Isolation	ε ₁ = 2,5, r ₂ = 54 mm	Leiterseilhöhe	h = 30 m, s _h = 17,5 m
Mantel	Pb, r ₃ = 59 mm	Leiterseilabstand (bipolar)	d = 13,4 m
äußere Isolation	ε ₂ = 2,4, r ₄ = 64 mm		
Verlegetiefe	h = 1,2 m		
Kabelabstand (bipolar)	d = 0,3 m		
spez. Widerstand der Erde	ρ _e = 100 Ωm		

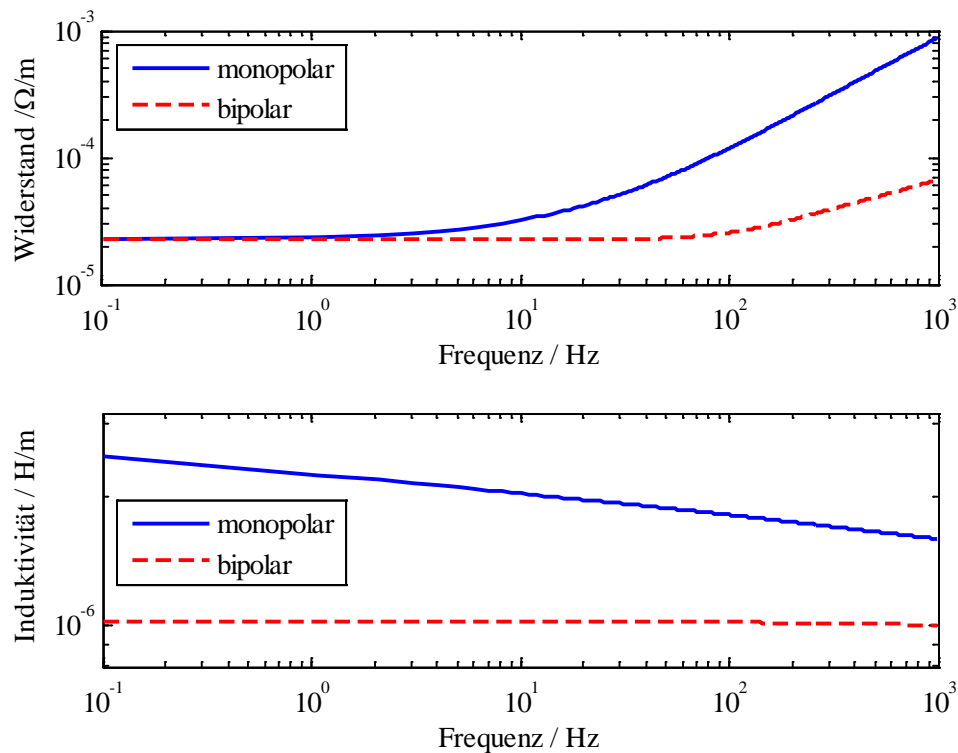


Abbildung 5.57 – Induktivitäts- und Widerstandsbelag einer Freileitung in Abhängigkeit der Frequenz (siehe Tabelle 5.3)

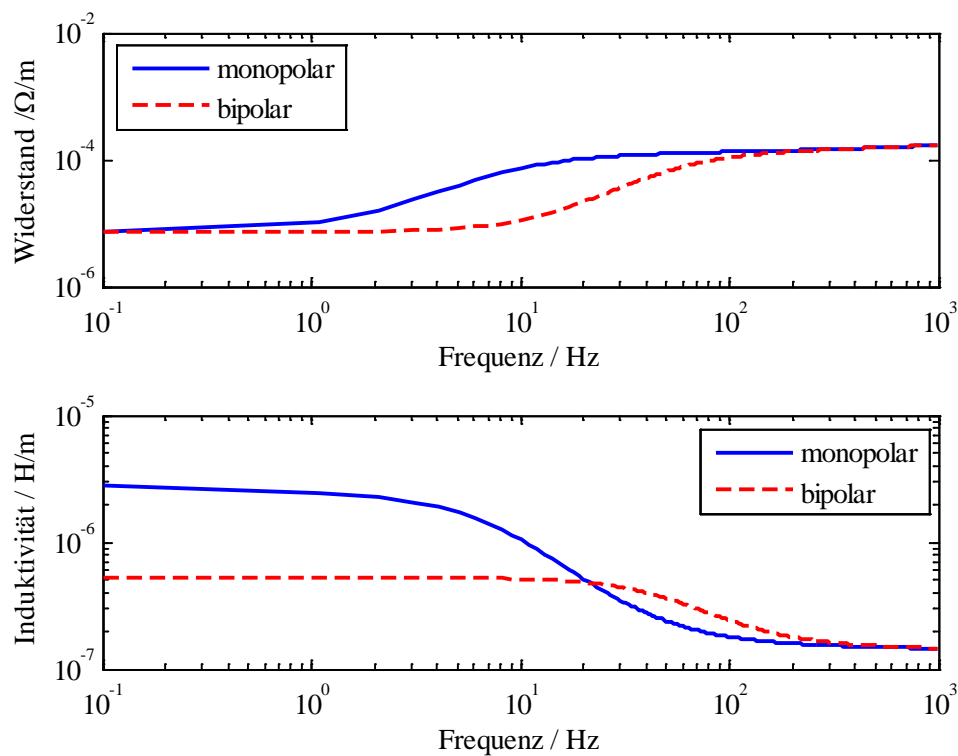


Abbildung 5.58 – Induktivitäts- und Widerstandsbelag eines Kabels in Abhängigkeit der Frequenz (siehe Tabelle 5.3)

Bei der monopolen Freileitungskonfiguration nimmt der Widerstand mit der Frequenz zu und die Induktivität ab. Im Gegensatz dazu sind die Parameter der bipolaren Freileitungskonfiguration nahezu unabhängig von der Frequenz, was auf den für diese Konfiguration vernachlässigbar geringen Einfluss der Erdimpedanz zurückzuführen ist. Dies gilt insbesondere für den unteren Frequenzbereich ($f < 100$ Hz). Die Parameter des Kabels weisen tendenziell ein ähnliches Verhalten auf. Bei der bipolaren Konfiguration haben die Parameter jedoch eine stärkere Frequenzabhängigkeit, was am Einfluss des Kabelmantels liegt. Im oberen Frequenzbereich ($f > 100$ Hz) sind die Parameter der monopolen und bipolaren Konfiguration fast gleich groß.

Mit den frequenzabhängigen Leitungsbelägen kann das transiente Verhalten der Leitung, wie in Kapitel 3 beschrieben, nachgebildet werden. Solche Leitungsmodelle sind für die Berechnung von charakteristischen Kurzschlussstrom-Kenngrößen nicht geeignet, da konzentrierte Leitungsparameter notwendig sind.

Wird ausschließlich die Längsimpedanz einer homogenen Leitung zugrunde gelegt, kann für die Berechnung der Parameter für eine bestimmte Frequenz von folgender Gleichung ausgegangen werden:

$$\underline{Z} = \underline{Z}_w \sinh(\underline{\gamma}l) = R + j\omega L \quad (5.135)$$

Mit:

- \underline{Z}_w Wellenwiderstand der Leitung
- $\underline{\gamma}$ Ausbreitungskonstante der Leitung
- l Leitungslänge

Die Parameter R und L stehen in diesem Fall für den Gesamtwiderstand und die Gesamtinduktivität auf der Gleichstromseite. Die Querkapazitäten werden vereinfachend vernachlässigt.

Im Folgenden soll gezeigt werden, ob die Verwendung eines frequenzabhängigen Leitungsmodells bei der Berechnung von Stromrichterkurzschlussströmen erforderlich ist. Die Leitung wird als ungeladen angenommen, da der Fokus auf dem Stromrichterbeitrag liegt.

Abbildung 5.59 zeigt dazu beispielhaft den Kurzschlussstromverlauf eines monopolen Mehrpunktstromrichters für drei verschiedene Leitungsnachbildungen. Die Parameter der Netzseite und der Stromrichterstation sind Tabelle A2.6 im Anhang zu entnehmen. Als Leitungsnachbildungen wird zum einen das frequenzabhängige Leitungsmodell aus PSCAD® (*Phase-Modell*) und zum anderen die Vereinfachung nach Gleichung (5.135) verwendet. Im zweiten Fall wird die Impedanz für 0 Hz und 50 Hz berechnet, um hinsichtlich des Stromrichterbeitrags die beiden Grenzfälle abzudecken. Als Leitungstyp liegt die Freileitung nach Tabelle 5.3 mit einer Leitungslänge von 100 km zugrunde.

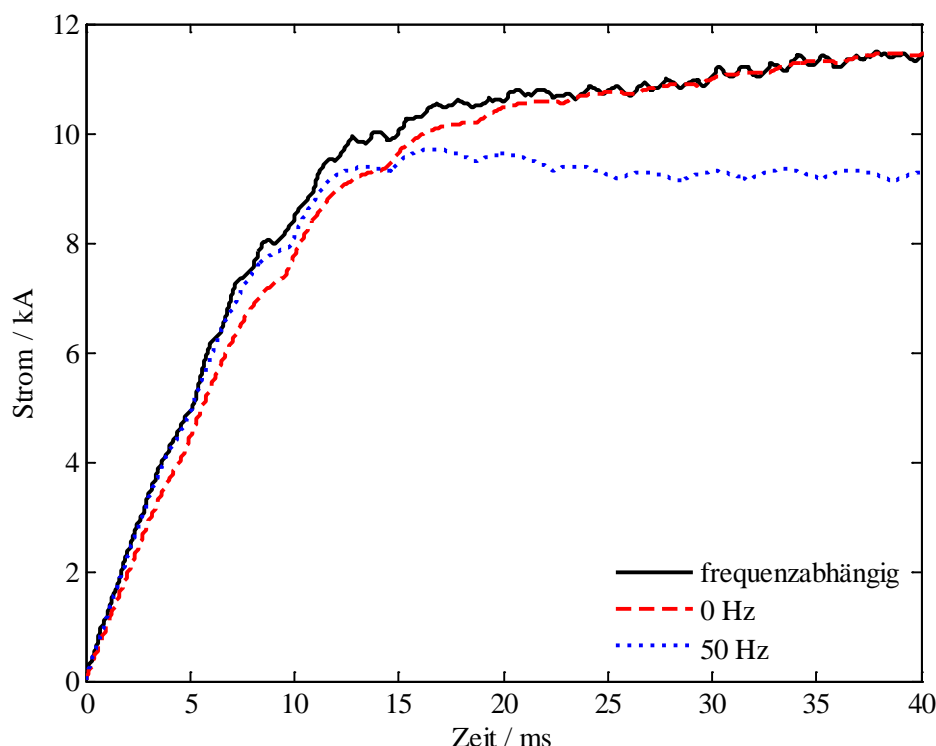


Abbildung 5.59 – Kurzschlussstrom eines Mehrpunktstromrichters für verschiedene Leitungsnachbildungen

Der exakte Kurzschlussstromverlauf wird durch die schwarze Funktion beschrieben. Das 50-Hz-Modell (blaue Funktion) gibt den exakten Verlauf sehr gut in den ersten Millisekunden nach Kurzschlusseintritt wieder. Stationär treten jedoch größere Abweichungen auf. Da beim 50-Hz-Modell die Induktivität der Leitung sehr gering ist, steigt der Kurzschlussstrom relativ schnell an. Durch den bei 50 Hz höheren Gleichstromwiderstand wird der Dauerkurzschlussstrom stärker gedämpft. Im Gegensatz dazu sind die Abweichungen beim 0-Hz-Modell kurz nach Kurzschlusseintritt größer, mit zunehmender Dauer wird jedoch eine bessere Übereinstimmung erzielt. Das 0-Hz-Modell weist eine relativ große Induktivität auf der Gleichstromseite auf, was den Stromanstieg verringert. Da stationär nur noch der Gleichstromwiderstand wirksam ist, wird der Verlauf für diesen Zeitbereich durch das 0-Hz-Modell besser nachgebildet.

Das oben dargestellte Beispiel verdeutlicht, dass der exakte Kurzschlussstromverlauf nicht genau durch ein Leitungsmodell, welches für eine bestimmte Frequenz gültig ist, über den kompletten Zeitbereich wiedergegeben werden kann. Für die Berechnung charakteristischer Kurzschlussstrom-Kenngrößen ist es entscheidend, dass diese über das gewählte Leitungsmodell mit ausreichender Genauigkeit bestimmt werden können.

Ein konservativer Ansatz ist die Verwendung entsprechender Leitungsparameter, die hinsichtlich des Kurzschlussstroms die maximalen Amplituden bzw. den schnellsten Stromanstieg zur Folge haben. Eine Überschätzung der tatsächlichen Werte sollte dabei vermieden werden. Wird die Netzfrequenz als Obergrenze für die Berechnung der Leitungsparameter festgelegt, so wird für die Induktivität der Wert bei 50 Hz und für den Widerstand der Wert bei 0 Hz angesetzt

(s. a. Abbildung 5.57 und Abbildung 5.58), welche entsprechend die niedrigsten Werte im vorgegebenen Frequenzbereich sind.

In den folgenden vier Abbildungen sind die resultierenden Kurzschlussströme eines Mehrpunktstromrichters mit dem frequenzabhängigen und dem vereinfachten Leitungsmodell (0/50-Hz-Parameterkombination) gegenübergestellt. Das HGÜ-System hat die Bemessungsgrößen aus Tabelle A2.6. Als Leitungen werden die Freileitung und das Kabel aus Tabelle 5.3 in monopolarer und bipolarer Konfiguration für Leitungslängen zwischen 2 km und 200 km zugrunde gelegt. Die frequenzabhängige Leitung ist in allen Szenarien vor Kurzschlusseintritt ungeladen.

Abbildung 5.60 zeigt die Ergebnisse für den monopolaren Mehrpunktstromrichter (asymmetrisch) mit Freileitung. Für alle Leitungslängen stimmen die Verläufe aus dem exakten und dem vereinfachten Modell sehr gut über ein. Für das vereinfachte Modell ergeben sich geringfügig höhere Amplituden. Bei sehr kurzen Leitungslängen ist der Kurzschlussstrom durch einen ausgeprägten Stoßkurzschlussstrom gekennzeichnet. Darauf folgend klingt der Kurzschlussstrom auf seinen stationären Wert ab. Während des Abklingvorgangs leiten alle Dioden der sechs Arme, so dass der Kurzschlussstrom durch Gleichung (5.96) beschrieben wird. Hierbei wird der Vorgang maßgeblich durch die Zeitkonstante der Exponentialfunktion bestimmt, die von dem Widerstand und der Induktivität der Gleichstromseite abhängt. Durch den niedrigeren Widerstand bei 0 Hz und der höheren Induktivität bei 50 Hz ist die Zeitkonstante im vereinfachten Modell größer, wodurch der Kurzschlussstrom langsamer abklingt. Für höhere Leitungslängen ist die Amplitude des Kurzschlussstroms stärker gedämpft, weswegen der Abklingvorgang mit sechs gleichzeitig leitenden Dioden nicht oder nur sehr kurz in Erscheinung tritt.

In Abbildung 5.61 sind die Ergebnisse für den bipolaren Mehrpunktstromrichter mit Freileitungen dargestellt. Hierbei fällt auf, dass die Verläufe für beide Modelle fast exakt übereinstimmen. Da die Impedanz der Leitung bei der bipolaren Konfiguration – wie oben beschrieben – nahezu unabhängig von der Frequenz ist, ist die Verwendung eines frequenzabhängigen Leitungsmodells nicht notwendig (s. a. Tabelle A2.5). Für das vereinfachte Leitungsmodell könnten die Parameter auch einheitlich für beispielsweise 0 Hz oder 50 Hz berechnet werden, was das Ergebnis nicht beeinflussen würde.

Für den monopolaren Mehrpunktstromrichter (asymmetrisch) mit Kabel treten große Abweichungen zwischen den beiden Verläufen auf (siehe Abbildung 5.62). Beim vereinfachten Modell sind die Amplituden deutlich größer als beim frequenzabhängigen Modell. Der Grund ist, dass die Induktivität beim monopolaren Kabel bei 50 Hz deutlich geringer als bei 0 Hz ist (s. a. Tabelle A2.5). Dadurch weist der Kurzschlussstrom deutlich höhere Stoßkurzschlussströme auf, da dieser maßgeblich durch die Induktivität der Gleichstromseite bestimmt wird. Für die Berechnung der Anfangsteilheit kann für diese Konfiguration die 0/50-Hz-Parameterkombination zugrunde gelegt werden. Aber für die Berechnung des Stoßkurzschlussstroms sollten die Parameter bei 0 Hz verwendet werden.

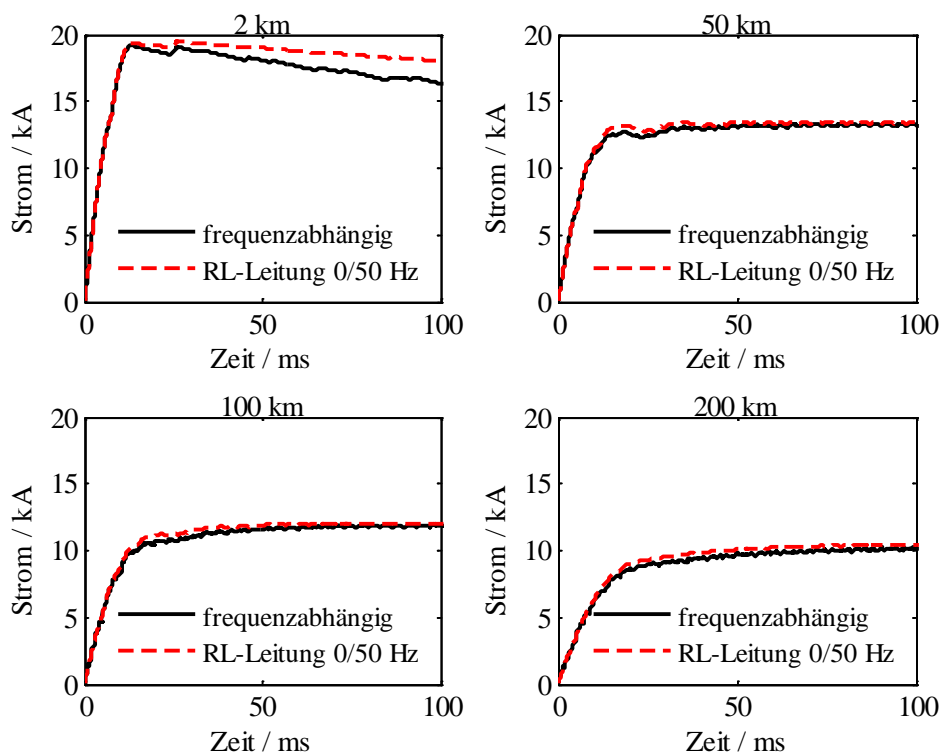


Abbildung 5.60 – Kurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters bei monopolarer Freileitungskonfiguration für das frequenzabhängige und vereinfachte Leitungsmodell und verschiedene Leitungslängen

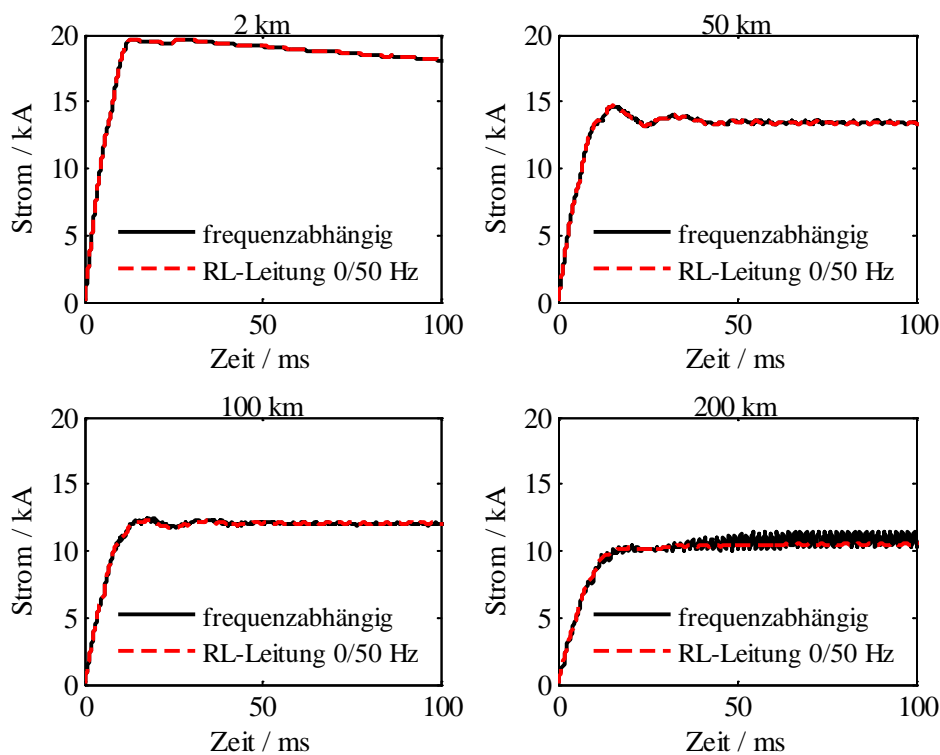


Abbildung 5.61 – Kurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters bei bipolarer Freileitungskonfiguration für das frequenzabhängige und vereinfachte Leitungsmodell und verschiedene Leitungslängen

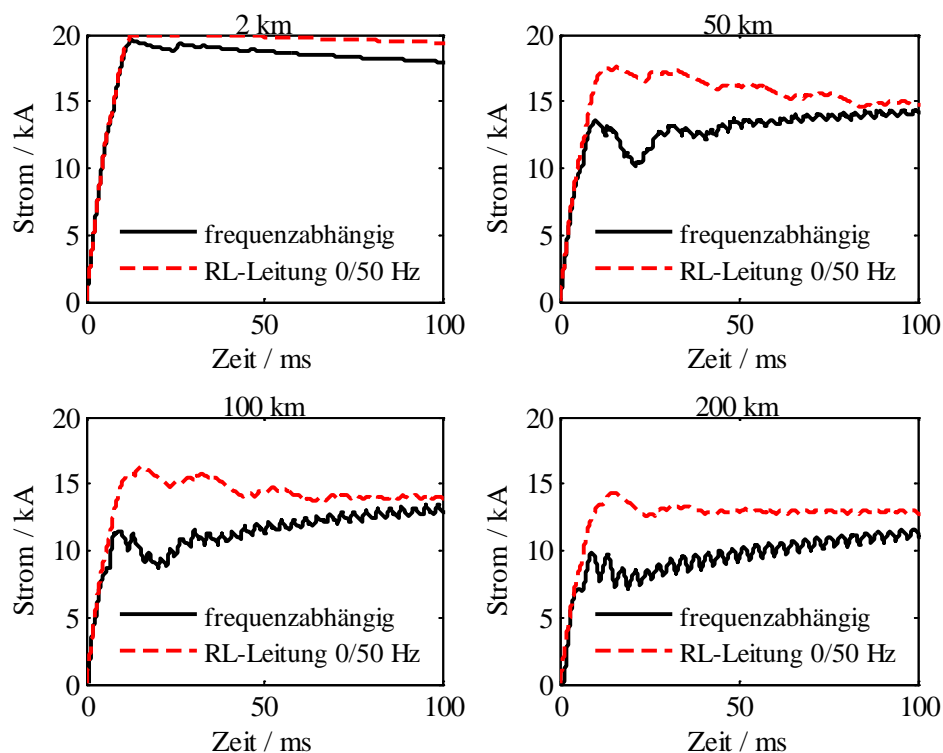


Abbildung 5.62 – Kurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters bei monopolarer Kabelkonfiguration für das frequenzabhängige und vereinfachte Leitungsmodell und verschiedene Leitungslängen

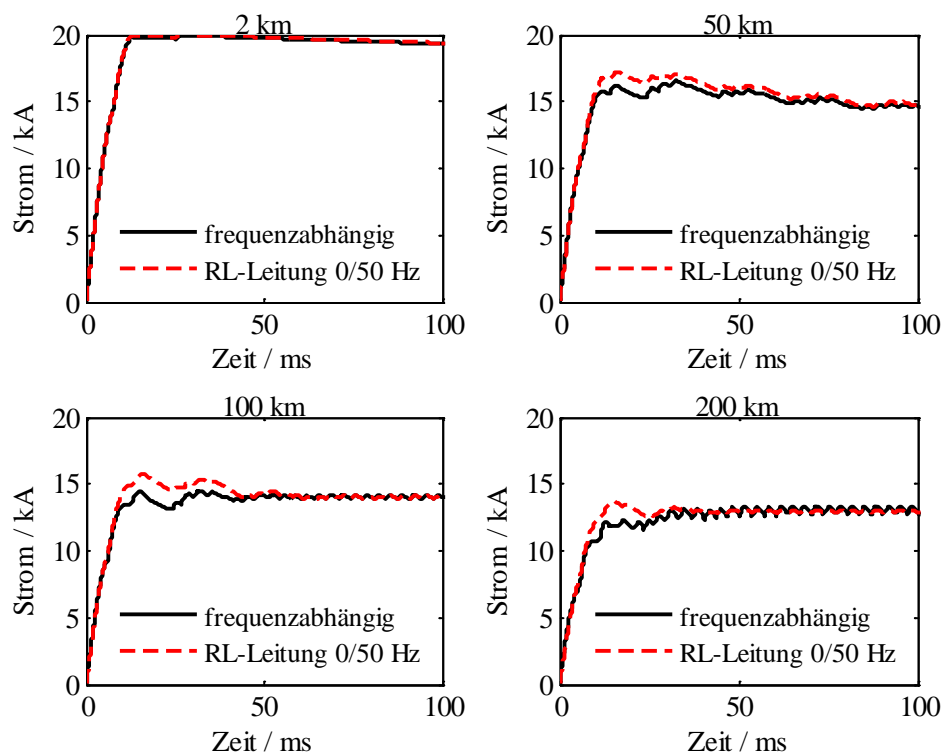


Abbildung 5.63 – Kurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters bei bipolarer Kabelkonfiguration für das frequenzabhängige und vereinfachte Leitungsmodell und verschiedene Leitungslängen

Bei der bipolaren Konfiguration mit Kabel ist die Annäherung mit dem vereinfachten Modell an den exakten Verlauf deutlich besser (siehe Abbildung 5.63). Die Amplituden aus der Vereinfachung sind geringfügig höher, was aus Sicht der Kurzschlussstromberechnung vertretbar ist.

5.7.2 Kondensator-/Filterkurzschlussstrom

Der Teil-Kurzschlussstrom bei der Entladung von Filtern und Kondensatoren in Gleichstromnetzen hängt unter anderem vom Leitungsabschnitt zwischen Fehlerort und Betriebsmittelklemme ab. Da die Leitungsparameter – wie bereits beschrieben – wiederum von der Frequenz des entsprechenden Stroms abhängen, muss diese bei der Berechnung der Parameter und des Kurzschlussstroms berücksichtigt werden. Da die Frequenz nicht direkt berechnet werden kann, ist ein iterativer Ansatz nach Gleichung (5.126) zu verwenden. Bei Gleichstromkondensatoren sind die Filterparameter R_B und L_B zu vernachlässigen.

Bei einer Handrechnung können in einem ersten Schritt die Leitungsparameter bei einer Frequenz von 0 Hz zugrunde gelegt werden. Abbildung 5.64a zeigt dazu den Kurzschlussstrom eines Gleichstromkondensators unter Berücksichtigung einer frequenzabhängigen Leitung (blaue Funktion) und eines RLC-Kreises mit konzentrierten Parametern (rote Funktion), welche für eine Frequenz von 0 Hz berechnet werden. Bei der Leitung handelt es sich um ein monopolares Kabel mit den Parametern nach Tabelle A2.3 und einer Leitungslänge von 100 km. Der Gleichstromkondensator hat eine Kapazität von 100 μF .

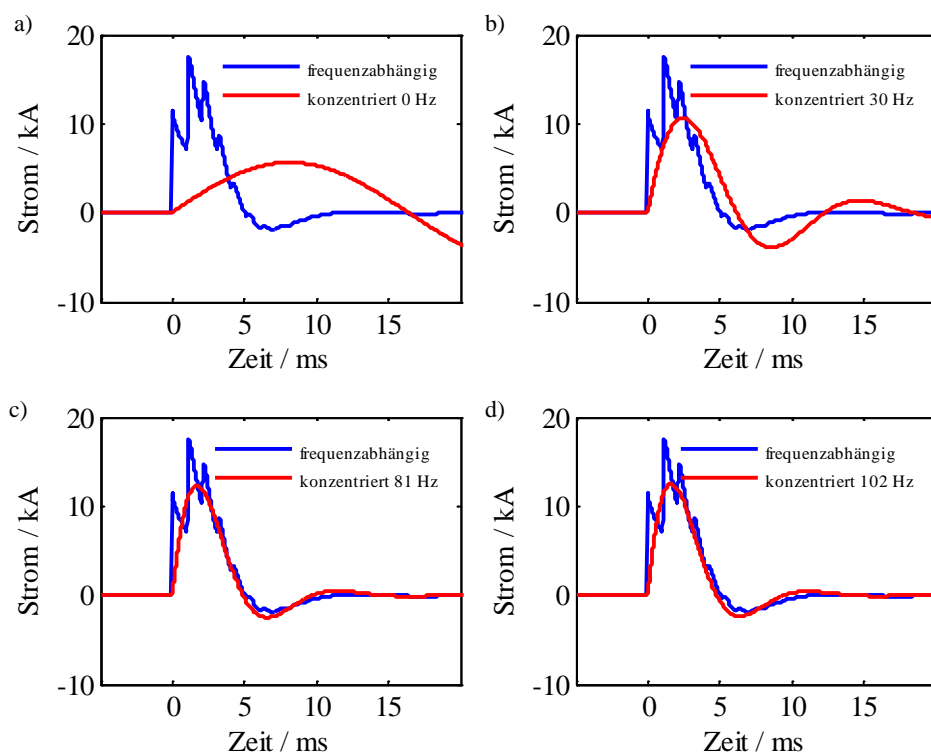


Abbildung 5.64 – Kurzschlussstrom eines Gleichstromkondensators bei einer frequenzabhängigen Leitung und eines RLC-Kreises bei unterschiedlichen Frequenzen

Bei der Verwendung der Leitungsparameter für 0 Hz weist der Kurzschlussstrom des Kondensators eine Frequenz von 30 Hz auf. Der tatsächliche Kurzschlussstrom und der aus dem vereinfachten Modell haben demnach einen stark unterschiedlichen Verlauf. Werden die Leitungsparameter erneut für eine Frequenz von 30 Hz berechnet, ergibt sich eine bessere Annäherung (siehe Abbildung 5.64b). In diesem Fall hat der Kurzschlussstrom eine Frequenz von 81 Hz. Wird die iterative Berechnung zweimal fortgesetzt, ergeben sich Frequenzen von 102 Hz und 104 Hz. Nach vier Iterationen stimmen die beiden Verläufe ungefähr überein (siehe Abbildung 5.64d). Unterschiede resultieren aus der zusätzlichen Überlagerung des Entladestroms der Leitung beim exakten Leitungsmodell.

5.8 Berücksichtigung des Laststroms

In der Kurzschlussstromberechnung nach IEC 60909-0 wird der Laststrom aus Vereinfachungsgründen nicht berücksichtigt. Um bei der Berechnung ein Ergebnis für den Kurzschlussstrom zu erhalten, das auf der sicheren Seite ist, werden die durch die Vereinfachung resultierenden Ungenauigkeiten über Sicherheitsfaktoren abgefangen. Dabei wird zum einen die Netznominalspannung mit einem Spannungsfaktor c und zum anderen die Impedanzen von Generatoren und Transformatoren mit Korrekturfaktoren angepasst [42].

Im Folgenden wird gezeigt, inwiefern der Momentanwert des Laststroms den Kurzschlussstrom im Gleichstromnetz beeinflusst. Aufbauend darauf wird die Notwendigkeit eines Sicherheitsfaktors diskutiert.

5.8.1 Gleichstromkreis

Gegeben ist der Gleichstromkreis mit den Systemparametern R_{DC} , L_{DC} und der Last R_L nach Abbildung 5.65. Die Amplitude der Gleichspannung wird über den Parameter U_{DC} beschrieben. Für den Zeitraum $t < t_0$ fließt der Strom i_0 im Gleichstromkreis, zum Zeitpunkt $t \geq t_0$ wird die Last kurzgeschlossen und es fließt der Kurzschlussstrom i_k .

Vor Kurzschlusseintritt fließt folgender Strom:

$$i_0 = \frac{U_{DC}}{R_{DC} + R_L} \quad (5.136)$$

Der Gleichstromkreis nach Kurzschlusseintritt kann durch folgende Differentialgleichung beschrieben werden:

$$\frac{di_k}{dt} + \frac{R_{DC}}{L_{DC}} i_k = \frac{U_{DC}}{L_{DC}} \quad (5.137)$$

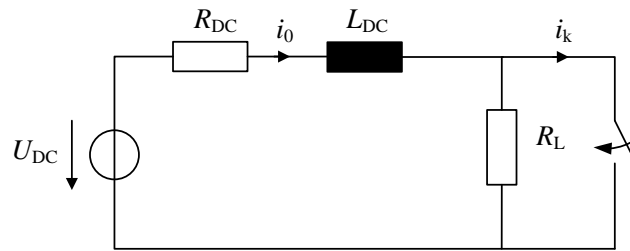


Abbildung 5.65 – Kurzschluss im Gleichstromkreis mit Laststrom i_0

Die homogene Lösung des Kurzschlussstroms ist:

$$i_{\text{kh}} = K \cdot e^{-\frac{R_{\text{DC}}}{L_{\text{DC}}}(t-t_0)} \quad (5.138)$$

Die partikuläre Lösung des Kurzschlussstroms ist:

$$i_{\text{kp}} = \frac{U_{\text{DC}}}{R_{\text{DC}}} \quad (5.139)$$

Der Faktor K aus Gleichung (5.138) wird aus den Anfangsbedingungen vor Kurzschlusseintritt bestimmt mit $i_k(t = t_0) = i_{\text{kh}} + i_{\text{kp}} = i_0$:

$$K = i_0 - \frac{U_{\text{DC}}}{R_{\text{DC}}} \quad (5.140)$$

Der resultierende Kurzschlussstrom ergibt sich dann zu:

$$i_k = \frac{U_{\text{DC}}}{R_{\text{DC}}} \cdot \left(1 - e^{-\frac{R_{\text{DC}}}{L_{\text{DC}}}(t-t_0)} \right) + i_0 \cdot e^{-\frac{R_{\text{DC}}}{L_{\text{DC}}}(t-t_0)} \quad (5.141)$$

Hierbei wird der Laststrom im zweiten Teil von Gleichung (5.141) berücksichtigt. Gegenüber dem lastfreien Fall vergrößert sich somit der Kurzschlussstrom um den Anfangswert des Laststroms, welcher jedoch exponentiell mit der Zeitkonstante $\tau = L_{\text{DC}}/R_{\text{DC}}$ abklingt und stationär null ist.

Die beiden Kurzschlussströme – unter Berücksichtigung und unter Vernachlässigung der Last – sind beispielhaft in Abbildung 5.66 dargestellt. Der Vergleich der Verläufe verdeutlicht, dass der Anfangswert des Stroms nur für den transienten Zeitbereich eine Rolle spielt. Bezüglich der Kurzschlussstromberechnung hat der Anfangswert somit bei der Bestimmung des Stoßkurzschlussstroms, der Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom und der Anfangsteilheit, Relevanz.

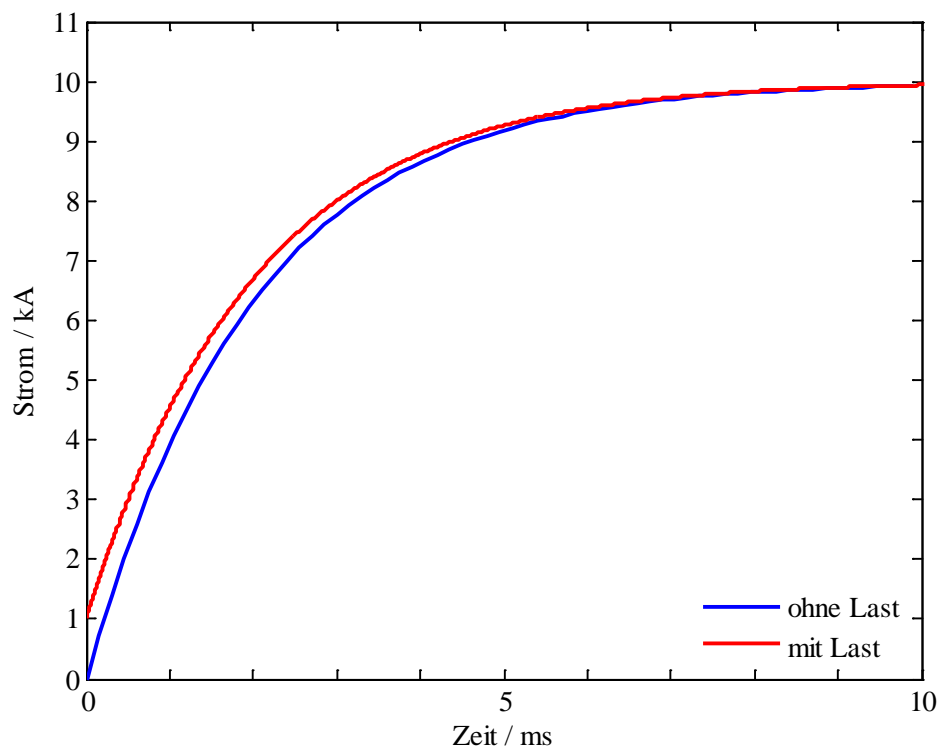


Abbildung 5.66 – Kurzschlussstromverlauf mit und ohne Last im Gleichstromkreis

5.8.2 Wechselstromkreis

Im vorangegangenen Kapitel wird der Einfluss des Laststroms auf den Kurzschlussstrom in einem Gleichstromkreis untersucht. In diesem Abschnitt wird die gleiche Untersuchung für einen Wechselstromkreis wiederholt. Da der Teil-Kurzschlussstrom des Stromrichters aus dem Drehstromnetz gespeist wird, zeigt die folgende Betrachtung, inwiefern der Anfangswert des Laststroms aus dem Drehstromnetz, diesen Teil-Kurzschlussstrom beeinflusst.

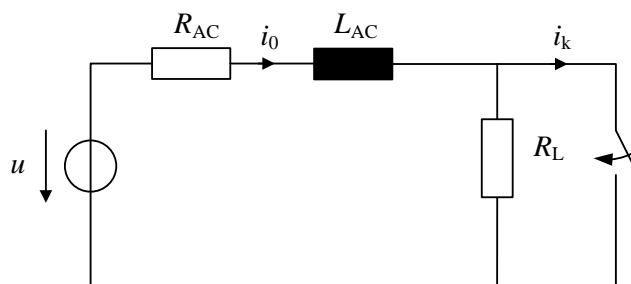


Abbildung 5.67 – Kurzschluss im Wechselstromkreis mit Laststrom i_0

Der Anfangswert des Kurzschlussstroms hängt in diesem Fall vom Kurzschlusszeitpunkt ab, da i_0 eine Wechselgröße ist. Mit der treibenden Spannung $u = \hat{u} \sin(\omega t + \varphi)$ gilt für den Anfangswert zum Kurzschlusszeitpunkt t_0 :

$$i_0 = \frac{\hat{u}}{\sqrt{(R_L + R_{AC})^2 + (\omega L_{AC})^2}} \sin(\omega t_0 + \varphi - \gamma_L) = \hat{i}_0 \sin(\omega t_0 + \varphi - \gamma_L) \quad (5.142)$$

Mit:

γ_L Impedanzwinkel unter Berücksichtigung der Last R_L [$\gamma_L = \arctan(\omega L_{AC}/(R_L + R_{AC}))$]

Für den Kurzschlussstrom im Wechselstromkreis ergibt sich folgende Differentialgleichung:

$$\frac{di_k}{dt} + \frac{R_{AC}}{L_{AC}} i_k = \frac{\hat{u}}{L_{AC}} \sin(\omega t + \varphi) \quad (5.143)$$

Die homogene Lösung des Kurzschlussstroms ist:

$$i_{kh} = K \cdot e^{-\frac{R_{AC}}{L_{AC}}(t-t_0)} \quad (5.144)$$

Die partikuläre Lösung des Kurzschlussstroms ist:

$$\begin{aligned} i_{kp} &= \frac{\hat{u}}{L_{AC}} \cdot e^{-\frac{R_{AC}}{L_{AC}}(t-t_0)} \cdot \int_{t_0}^t \sin(\omega t + \varphi) \cdot e^{\frac{R_{AC}}{L_{AC}}(t-t_0)} dt \\ &= \frac{\hat{u}}{L_{AC}} \cdot e^{-\frac{R_{AC}}{L_{AC}}(t-t_0)} \cdot \left[\cos(\varphi) \cdot \int_{t_0}^t \sin(\omega t) \cdot e^{\frac{R_{AC}}{L_{AC}}(t-t_0)} dt + \sin(\varphi) \cdot \int_{t_0}^t \cos(\omega t) \cdot e^{\frac{R_{AC}}{L_{AC}}(t-t_0)} dt \right] \\ &= \frac{\hat{u}}{L_{AC}} e^{-\frac{R_{AC}}{L_{AC}}(t-t_0)} \cdot \left[\cos(\varphi) e^{-\frac{R_{AC}}{L_{AC}}t_0} \left(\frac{e^{\frac{R_{AC}}{L_{AC}}t}}{\left(\frac{R_{AC}}{L_{AC}}\right)^2 + \omega^2} \left(\frac{R_{AC}}{L_{AC}} \sin(\omega t) - \omega \cos(\omega t) \right) \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - \frac{e^{\frac{R_{AC}}{L_{AC}}t_0}}{\left(\frac{R_{AC}}{L_{AC}}\right)^2 + \omega^2} \left(\frac{R_{AC}}{L_{AC}} \sin(\omega t_0) - \omega \cos(\omega t_0) \right) \right) \right. \\ &\quad \left. + \sin(\varphi) e^{-\frac{R_{AC}}{L_{AC}}t_0} \left(\frac{e^{\frac{R_{AC}}{L_{AC}}t}}{\left(\frac{R_{AC}}{L_{AC}}\right)^2 + \omega^2} \left(\frac{R_{AC}}{L_{AC}} \cos(\omega t) + \omega \sin(\omega t) \right) \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - \frac{e^{\frac{R_{AC}}{L_{AC}}t_0}}{\left(\frac{R_{AC}}{L_{AC}}\right)^2 + \omega^2} \left(\frac{R_{AC}}{L_{AC}} \cos(\omega t_0) - \omega \sin(\omega t_0) \right) \right) \right] \end{aligned} \quad (5.145)$$

Unter der Annahme, dass der Spannungswinkel φ null ist (siehe auch Kapitel 4.2.2), vereinfacht sich Gleichung (5.145) zu:

$$i_{kp} = \frac{\hat{u}}{R_{AC}^2 + (\omega L_{AC})^2} \cdot \left[\begin{array}{l} (R_{AC} \sin(\omega t) - \omega L_{AC} \cos(\omega t)) \\ - e^{-\frac{R_{AC}}{L_{AC}}(t-t_0)} \cdot (R_{AC} \sin(\omega t_0) - \omega L_{AC} \cos(\omega t_0)) \end{array} \right] \quad (5.146)$$

mit

$$i_k(t_0) = i_{kh} + i_{kp} = i_0 = K \quad (5.147)$$

folgt für den resultierenden Kurzschlussstrom:

$$i_k = \frac{\hat{u}}{R_{AC}^2 + (\omega L_{AC})^2} \cdot \left[\begin{array}{l} (R_{AC} \sin(\omega t) - \omega L_{AC} \cos(\omega t)) \\ - e^{-\frac{R_{AC}}{L_{AC}}(t-t_0)} \cdot (R_{AC} \sin(\omega t_0) - \omega L_{AC} \cos(\omega t_0)) \end{array} \right] + i_0 \cdot e^{-\frac{R_{AC}}{L_{AC}}(t-t_0)} \quad (5.148)$$

Mit $\tau = L_{AC}/R_{AC}$, $R_{AC} = Z_{AC} \cdot \cos(\gamma)$, $X_{AC} = \omega L_{AC} = Z_{AC} \cdot \sin(\gamma)$ und dem Additionstheorem für die Sinusfunktion lässt sich Gleichung (5.148) weiter vereinfachen:

$$i_k = \hat{i} \sin(\omega t - \gamma) - \hat{i} \sin(\omega t_0 - \gamma) \cdot e^{-\frac{t-t_0}{\tau}} + \hat{i}_0 \sin(\omega t_0 - \gamma_L) \cdot e^{-\frac{t-t_0}{\tau}} \quad (5.149)$$

Bei einem Spannungswinkel von null ($\varphi = 0^\circ$) unterscheidet sich Gleichung (5.149) von Gleichung (4.7) aus Kapitel 4.2.2 um den exponentiell abklingenden Anfangswert i_0 . Der Anfangswert kann generell positive wie negative Werte annehmen, was von den Parametern t_0 , φ und γ_L abhängt.

Im folgenden Beispiel soll der Einfluss des Anfangswertes auf den Kurzschlussstrom aufgezeigt werden. Der Wechselstromkreis hat folgende Größen:

- $R_{AC} = 1 \, \Omega$, $R_L = 104,7 \, \Omega$
- $L_{AC} = 0,1 \, \text{H}$
- $\hat{u} = 220 \, \text{kV}$, $\varphi = 0^\circ$

Unter der Annahme, dass der Impedanzwinkel γ nahe 90° liegt ($X_{AC} \gg R_{AC}$), tritt unter Vernachlässigung des Anfangswertes ($i_0 = 0$) der größte Kurzschlussstrom für folgende Kurzschlusszeitpunkte auf:

$$t_0 = 0 \, \text{ms} + n \cdot 20 \, \text{ms} \, (n \in N_0) \quad (5.150)$$

Unter Berücksichtigung des Anfangswertes ist die Amplitude des Laststroms für folgende Kurzschlusszeitpunkte maximal:

$$t_0 = \frac{1}{\omega} \cdot \left(\frac{\pi}{2} + n \cdot 2\pi + \gamma_L \right) \quad (5.151)$$

Für Kurzschlusszeitpunkte nach Gleichung (5.150) kann allgemein davon ausgegangen werden, dass die beiden exponentiell abklingenden Anteile aus Gleichung (5.149) sich nicht positiv verstärken, da der Laststrom zu diesen Zeitpunkten negativ ist ($\gamma_L < 180^\circ$). Für Kurzschlusszeit-

punkte nach Gleichung (5.151) ist der zweite Term relativ gering, da der Impedanzwinkel γ_L (mit Last) kleine Werte aufgrund des großen Lastwiderstands R_L annimmt und der Impedanzwinkel γ (ohne Last) bei etwa 90° liegt.

Abbildung 5.68 zeigt dazu die Kurzschlussstromverläufe aus verschiedenen Szenarien. Der höchste Kurzschlussstrom mit 18,9 kA tritt im Spannungsnulldurchgang bei Vernachlässigung der Last auf (schwarz-unterbrochene Funktion). Wird die Last berücksichtigt, ist die Amplitude um 3,7 % geringer, da der Laststrom zum Kurzschlusszeitpunkt negativ ist, und somit den Kurzschlussstrom reduziert (rote Funktion). Bei Kurzschluss im Laststromnulldurchgang, bei dem der Anfangswert des Kurzschlussstroms null ist, nimmt die Amplitude des Kurzschlussstroms nur um 1,5 % ab, da der Kurzschluss fast im Spannungsnulldurchgang stattfindet (cyanblaue Funktion). Weist der Laststrom zum Kurzschlusszeitpunkt eine maximale Amplitude ($i_0 = \pm 2,8$ kA) auf, sowohl negativ (grüne Funktion) als auch positiv (blaue Funktion), so ist der Kurzschlussstrom relativ gering, da das resultierende Gleichstromglied vernachlässigbar ist (Spannungsmaximum).

Das vorliegende Beispiel hat gezeigt, dass die Berücksichtigung des Laststroms zu Kurzschlussströmen führt, die unter dem maximal möglichen Wert liegen. Generell kann davon ausgegangen werden, dass bei Vernachlässigung des Laststroms, maximale Kurzschlussströme auftreten, da der Anfangswert des Stroms zum Zeitpunkt des Spannungsnulldurchgangs (maximales Gleichstromglied) negativ ist.

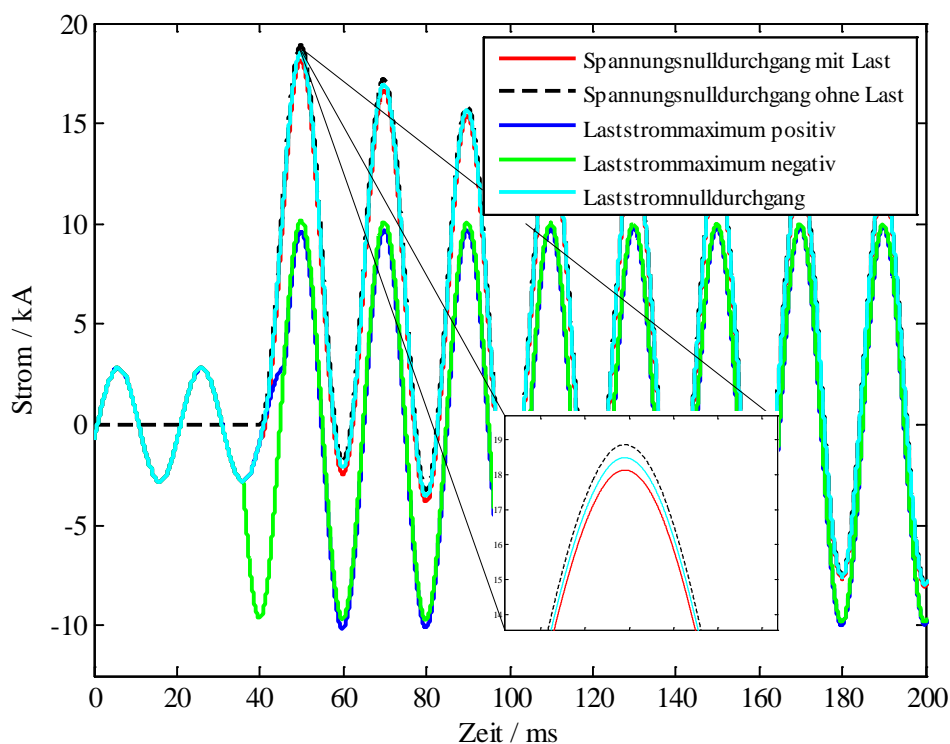


Abbildung 5.68 – Kurzschlussstromverlauf im Wechselstromkreis für verschiedene Szenarien und Kurzschlusszeitpunkte

5.8.3 Sechspulsbrücke

Die im vorangegangenen Abschnitt hergeleiteten Ergebnisse für den Einfluss des Laststroms auf den Kurzschlussstrom sollen in diesem Abschnitt in einer Simulation für den gleichstromseitigen Kurzschlussstrom einer Sechspulsbrücke verifiziert werden. Dafür werden die Systemparameter des Wechselstromkreises zugrunde gelegt (siehe Kapitel 5.8.2). Der Effektivwert der verketteten Spannung beträgt 380 kV. Der Lastwiderstand auf der Gleichstromseite wird so angepasst, dass die Grundschiwingung der Leiterströme auf der Drehstromseite der Sechspulsbrücke und die eines äquivalenten Drehstromnetzes mit einem Lastwiderstand von $104,7 \, \Omega$ gleich sind. Der gleichstromseitige Lastwiderstand beträgt für diesen Fall $200 \, \Omega$ ($R_{LAC} \approx 0,5 \cdot R_{LDC}$). Gleichung (5.149) kann somit auch für die Sechspulsbrücke angewendet werden. Für die Berechnung des Impedanzwinkels γ_L wird der äquivalente Lastwiderstand R_{LAC} des Drehstromnetzes verwendet. Daraus wird der Kurzschlusszeitpunkt für Laststromnulldurchgang, -maximum und -minimum bestimmt.

Abbildung 5.69 zeigt die resultierenden Kurzschlussströme auf der Gleichstromseite für die im vorangegangenen Kapitel festgelegten Szenarien. Die im Wechselstromkreis ermittelten Ergebnisse werden hier nochmals bestätigt. Der maximale Kurzschlussstrom tritt bei Kurzschluss im Spannungsnulldurchgang unter Vernachlässigung der Last auf. Unter Berücksichtigung der Last sind die Stoßkurzschlussströme aus den verschiedenen Szenarien geringer.

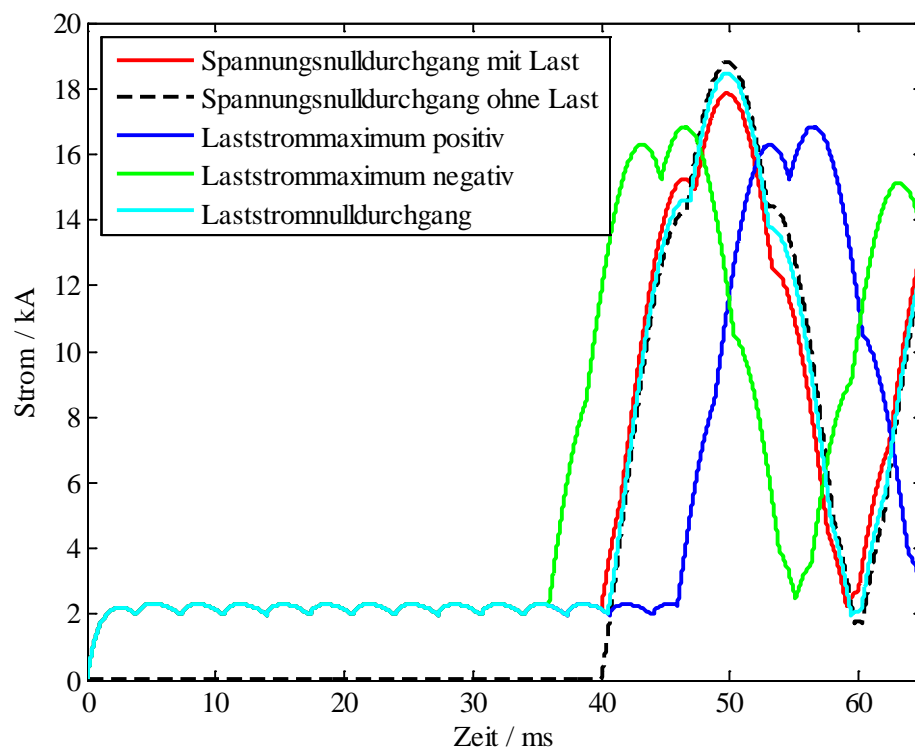


Abbildung 5.69 – Kurzschlussstromverlauf im Gleichstromkreis einer Sechspulsbrücke für verschiedene Szenarien und Kurzschlusszeitpunkte

Für die Kurzschlussstromberechnung in Gleichstromnetzen ist es bei der Bestimmung des maximalen Kurzschlussstroms somit sinnvoll, den Laststrom zu vernachlässigen. Die berechneten Kurzschlussströme sind mit diesem Ansatz auf der sicheren Seite, ohne die tatsächliche Amplitude bei Berücksichtigung des Laststroms überaus zu überschätzen (siehe cyanblaue Funktion). Die Anwendung eines Korrekturfaktors ist aus diesem Grund nicht notwendig.

Da die Netzspannung in Abhängigkeit des Betriebszustands von der Nennspannung abweichen kann, sollte bei der Berechnung der Kurzschlussstrom-Kenngrößen der Spannungsfaktor c nach [42] verwendet werden.

5.9 Zusammenfassung

Der Kurzschlussstrom im Gleichstromnetz setzt sich aus den Beiträgen von Stromrichtern, Filtern und Leitungen zusammen. Die Teil-Kurzschlussströme der einzelnen Quellen werden in diesem Kapitel unabhängig voneinander betrachtet. In Spezialfällen wird jedoch auf den wechselseitigen Einfluss zwischen Leitungen und Stromrichtern bzw. Leitungen und Filtern eingegangen.

Der Kurzschlussstrom kann durch verschiedene Kurzschlussstrom-Kenngrößen beschrieben werden. In diesem Kapitel wird explizit die Berechnung des Dauerkurzschlussstroms, des Stoßkurzschlussstroms, der Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom und der Anfangsteilheit vorgestellt.

In der HGÜ sind verschiedene Stromrichtertypen zu unterscheiden. Charakteristische Kurzschlussstrom-Kenngrößen werden für die Sechspulsbrücke, die Zwölfpulsbrücke, den Zweipunktstromrichter und den Mehrpunktstromrichter in monopolarer und bipolarer Konfiguration hergeleitet. Die Berechnungsansätze für die monopolare und bipolare Konfiguration sind in den meisten Fällen sehr ähnlich. Die beiden Ansätze unterscheiden sich in den verwendeten ohmschen und induktiven Ersatzgrößen.

Die Parameter des Drehstrom- und Gleichstromnetzes sind für die Berechnung der Kurzschlussstrom-Kenngrößen als Verhältnisgrößen angegeben, so dass diese Kenngrößen für beliebige Systeme bestimmt werden können. Als feste Referenzwerte werden die Spannung des Drehstromnetzes und die Drehstrominduktivität zugrunde gelegt. Die für den Kurzschlussstrom ermittelten Amplituden können durch die Anpassung dieser Basiswerte auf andere Systeme umgerechnet werden.

Der Kurzschlussstrom der Leitung wird durch die Gleichspannung vor Kurzchlusseintritt, den Wellenwiderstand, die Ausbreitungskonstante und die Netztopologie bestimmt. Bei Kabeln ist im Gegensatz zu Freileitungen aufgrund des geringen Wellenwiderstands die Amplitude des Kurzschlussstroms sehr groß. Da die Dämpfungskonstante ebenfalls relativ groß ist, klingt der Kurzschlussstrom sehr schnell auf null ab. Bei der bipolaren Freileitungskonfiguration ist die Kurzschlussdauer größer, da der fehlende Einfluss der Erdimpedanz die Dämpfungskonstante

verkleinert. In ausgedehnten Gleichstromnetzen ist die genaue Berechnung des Leitungskurzschlussstroms aufgrund der Wanderwellenausbreitung kompliziert. In diesem Fall sollte eine topologieabhängige Abschätzung des Kurzschlussstroms vorgenommen werden.

Generell kann der Kurzschlussstrom der Leitung anderen Teil-Kurzschlussströmen überlagert werden.

Als Filtertypen werden in diesem Kapitel einfache Bandpass- und Hochpassfilter betrachtet. Unabhängig von anderen Quellen kann der Kurzschlussstrom des Filters exakt berechnet werden. Unter Berücksichtigung einer frequenzabhängigen Leitung wird die Herleitung – insbesondere für den Hochpassfilter – deutlich komplizierter.

Bei der Berechnung des Kurzschlussstroms von Stromrichtern kann die frequenzabhängige Leitung als Längsimpedanz berücksichtigt werden. Die Leitungsparameter werden in einem Frequenzbereich bis zu 50 Hz mit dem jeweils niedrigsten Wert verwendet.

Bei der Entladung von Filtern ist die Frequenz für die Berechnung der Leitungsparameter iterativ zu bestimmen.

Der Laststrom ist bei der Berechnung von Kurzschlussströmen in Gleichstromnetzen zu vernachlässigen, da er zu kleineren Kurzschlussströmen führt. Ein Sicherheitsfaktor ist somit nicht notwendig.

6 Wechselwirkung zwischen Stromrichtern bei Kurzschlüssen in Gleichstromnetzen

In Kapitel 5 wird gezeigt, wie Kurzschlussstrom-Kenngrößen von Stromrichtern bei einem Kurzschluss am Anschlusspunkt oder auf der Leitung berechnet werden können. Dabei wird die Berechnung unabhängig von anderen Stromrichtern durchgeführt. In einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung ergibt sich der Kurzschlussstrom aus der Überlagerung der beiden Teil-Kurzschlussströme der Stromrichter. Da in dieser Arbeit generell von widerstandslosen Kurzschlüssen ausgegangen wird, können für diesen Fall die Kenngrößen der Teil-Kurzschlussströme unabhängig voneinander berechnet werden. Dabei ist jedoch zu beachten, dass je nach Fehlerort die Stoßkurzschlussströme zu unterschiedlichen Zeiten auftreten können. Die Superposition der maximalen Amplituden könnte demnach zu einer deutlichen Überschätzung der Amplitude des Gesamt-Kurzschlussstroms führen.

In einem Gleichstromnetz mit mehr als zwei Stromrichterstationen wird der Kurzschluss in bestimmten Fällen von mehreren Stromrichtern über einen gemeinsamen Kurzschlusspfad gespeist. Dies führt zu einer wechselseitigen Beeinflussung der Stromrichter, die sich jeweils auf den Teil-Kurzschlussstrom auswirkt (s. a. Kapitel 4.4.2).

Für folgende Fälle wird der Kurzschluss als einfach gespeister Kurzschluss betrachtet, bei dem die Teil-Kurzschlussströme unabhängig voneinander berechnet werden:

- Punkt-zu-Punkt-Verbindung,
- radiales Netz mit einem stationslosen Knoten (Netzknoten ohne Stromrichterstation, s. a. Abbildung 4.4b); Kurzschluss tritt auf dem stationslosen Knoten auf.

Für alle anderen Fälle handelt es sich um einen mehrfach gespeisten Kurzschluss, bei dem der wechselseitige Einfluss der Stromrichter zu berücksichtigen ist:

- radiales Netz mit einem stationslosen Knoten; Kurzschluss tritt auf einer Leitung oder an einem Stromrichteranschlusspunkt auf,
- radiales Netz mit mindestens zwei stationslosen Knoten,
- vermaschtes Netz.

Im Folgenden wird der wechselseitige Einfluss von Stromrichtern für die oben aufgeführten Szenarien untersucht. Kapitel 6.1 behandelt mehrfach gespeiste Kurzschlüsse in radialen und Kapitel 6.2 mehrfach gespeiste Kurzschlüsse in vermaschten Netzen. Dabei wird gezeigt, wie der wechselseitige Einfluss in der Kurzschlussstromberechnung Berücksichtigung findet. In Kapitel 6.3 wird die vorgeschlagene Methode verifiziert und in Kapitel 6.4 deren rechentechnische Implementierung erläutert.

6.1 Mehrfach gespeister Kurzschluss in radialen Netzen

Beim mehrfach gespeisten Kurzschluss speisen verschiedene Quellen einen Teil-Kurzschlussstrom über einen gemeinsamen Kurzschlusspfad ein. Das Prinzip ist in Abbildung 6.1 veranschaulicht. Die Stromrichter S1 und S2 sind über die Leitungen L1 und L2 mit Sammelschiene SS1 verbunden. Der Kurzschluss tritt auf Leitung L3 auf. Die Stromrichter speisen die Teil-Kurzschlussströme i_{k1} und i_{k2} ein. Der Summen-Kurzschlussstrom i_k , der in Leitung L3 fließt, ergibt sich aus den beiden Teil-Kurzschlussströmen.

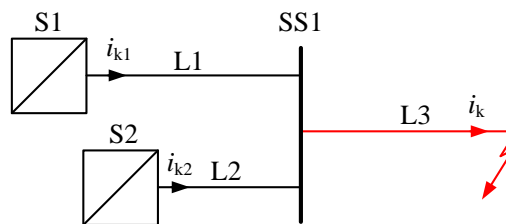


Abbildung 6.1 – Speisung eines Kurzschlusses über einen gemeinsamen Pfad in einem radialen Netz

Leitung L3 stellt in diesem Zusammenhang den gemeinsamen Kurzschlusspfad dar. Die beiden Teil-Kurzschlussströme verursachen einen Spannungsfall entlang dieses gemeinsamen Kurzschlusspfads. Der von i_{k2} bewirkte Spannungsfall auf L3 wirkt der treibenden Spannung von Stromrichter S1 entgegen. Die Spannungsreduktion führt zu einer Verkleinerung des entsprechenden Teil-Kurzschlussstroms, dieser Effekt ist für den Teil-Kurzschlussstrom i_{k1} in Abbildung 6.2 dargestellt. Die Parameter der entsprechenden Netze und Stationen sind der Tabelle A3.1 im Anhang zu entnehmen. Bei den Leitungen L1, L2 und L3 handelt es sich in diesem Beispiel um Freileitungen mit den Abmessungen nach Tabelle A3.2, die Leitungslängen betragen jeweils 100 km für L1 und L2, und 300 km für L3.

Abbildung 6.2a zeigt den zeitlichen Verlauf von i_{k1} bei einem Kurzschluss auf L3 in einer Entfernung von 100 km bezüglich Sammelschiene SS1. Die blaue Funktion stellt in diesem Zusammenhang den Teil-Kurzschlussstrom von S1 unter Berücksichtigung des Einflusses des Teil-Kurzschlussstroms von S2 dar. Im Fall der roten Funktion wird der Stromrichter S2 vernachlässigt. Die beiden Funktionen weisen insbesondere im transienten Verlauf deutliche Unterschiede auf. Der Teil-Kurzschlussstrom von S2 bewirkt eine Reduktion des Teil-Kurzschlussstroms von S1, und umgekehrt, reduziert der Teil-Kurzschlussstrom von S1 den von S2. Stationär sind die Unterschiede geringer, da der Dauerkurzschlussstrom im Gleichstromnetz hauptsächlich von den Leitungswiderständen abhängt und diese in diesem Beispiel relativ gering sind. Die Leitungsinduktivität beeinflusst nur die Welligkeit des Dauerkurzschlussstroms.

In Abbildung 6.2b sind zusätzlich der Stoßkurzschlussstrom und Dauerkurzschlussstrom von i_{k1} in Abhängigkeit des Fehlerorts unter Berücksichtigung und unter Vernachlässigung von S2 zu sehen. Die Leitungslänge gibt den Abstand zwischen Sammelschiene SS1 und dem Fehlerort an.

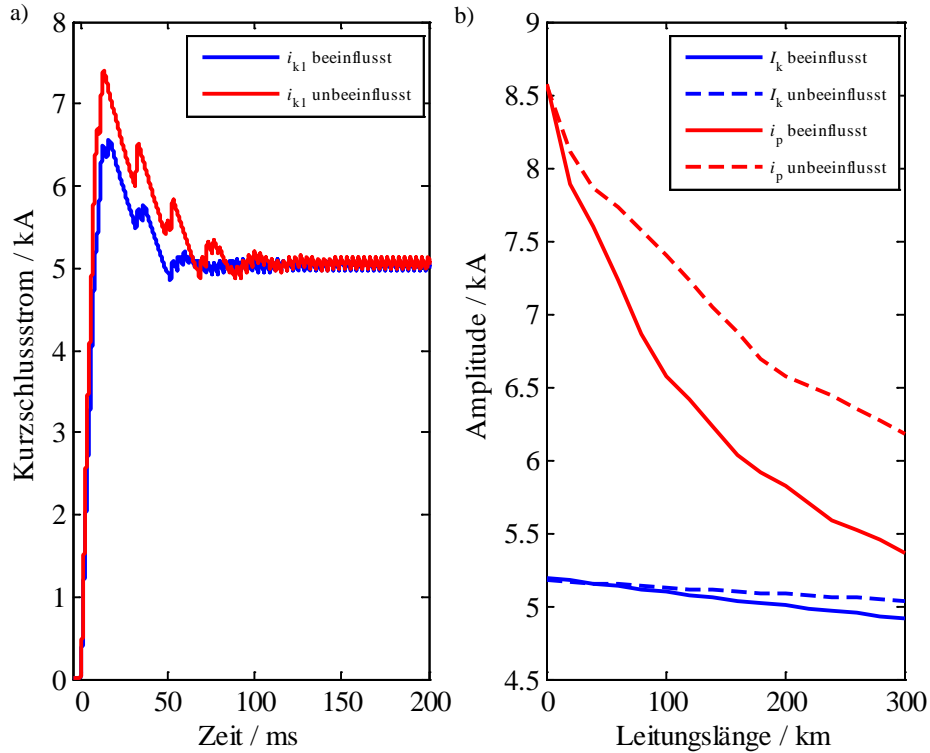


Abbildung 6.2 – Kurzschluss auf Leitung L3:

- a) Zeitlicher Verlauf von i_{k1} unter Berücksichtigung und Vernachlässigung von Stromrichter S2 für $l_3 = 100$ km
b) Stoßkurzschlussstrom und Dauerkurzschlussstrom von i_{k1} in Abhängigkeit des Fehlerorts unter Berücksichtigung und Vernachlässigung von Stromrichter S2

Bei einem Kurzschluss direkt auf der Sammelschiene sind die Amplituden aus beiden Szenarien gleich, in diesem Fall kann der Kurzschluss als einfach gespeister Kurzschluss behandelt werden.

Zur Untersuchung des Teil-Kurzschlussstroms bei radialer Einspeisung wird das Ersatzschaltbild nach Abbildung 6.3 zugrunde gelegt. Unter der Voraussetzung, dass die Spannungswinkel beider Netze identisch sind, liegen für einen bestimmten Zeitpunkt gleiche Kommutierungszustände vor. Für den Stromrichter S1 können mit den leitenden Dioden D3, D4 und D5 folgende Maschengleichungen aufgestellt werden:

$$u_s - u_r = \begin{bmatrix} i_{s1} R_{AC1} + \frac{di_{s1}}{dt} L_{AC1} + i_{k1} R_{DC1} + \frac{di_{k1}}{dt} L_{DC1} \\ + i_k R_{DC3} + \frac{di_k}{dt} L_{DC3} - i_{r1} R_{AC1} - \frac{di_{r1}}{dt} L_{AC1} \end{bmatrix} \quad (6.1)$$

$$u_s - u_t = i_{s1} R_{AC1} + \frac{di_{s1}}{dt} L_{AC1} - i_{t1} R_{AC1} - \frac{di_{t1}}{dt} L_{AC1} \quad (6.2)$$

Mit den Beziehungen

$$i_{k1} = i_{s1} + i_{t1} = -i_{r1} \quad (6.3)$$

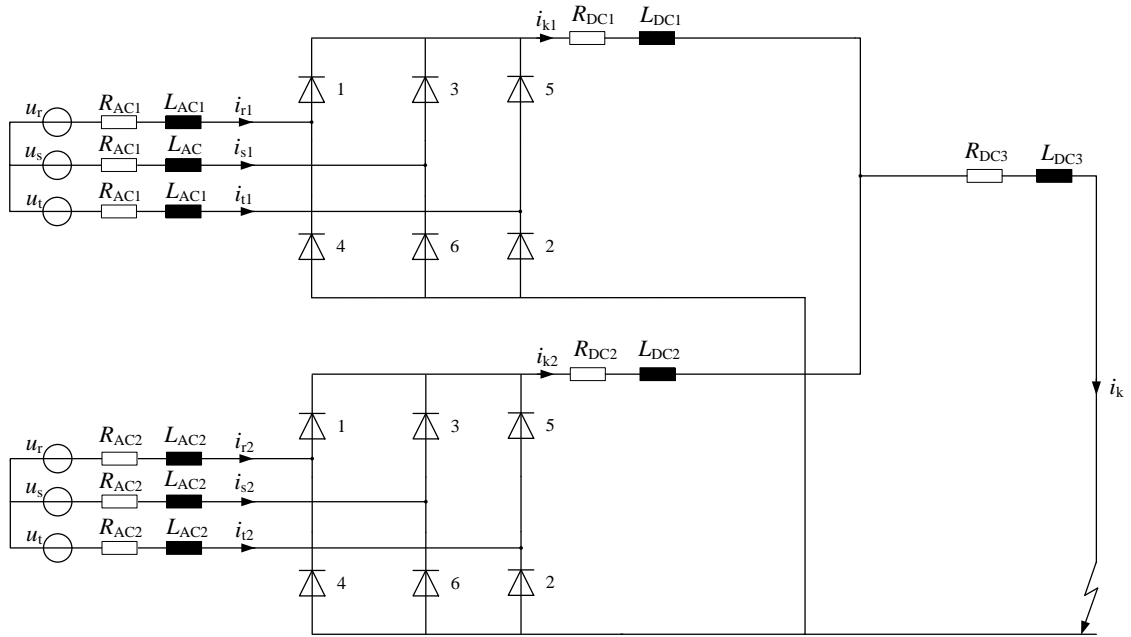


Abbildung 6.3 – Ersatzschaltbild für zwei Sechspulsbrücken mit gemeinsamen Kurzschlusspfad

$$i_k = i_{k1} + i_{k2} \quad (6.4)$$

kann folgende Gleichung hergeleitet werden:

$$\begin{aligned} -\hat{u} \sin \omega t = i_{k1} \cdot \left(R_{AC1} + \frac{2}{3} \cdot (R_{DC1} + R_{DC3}) \right) + \frac{di_{k1}}{dt} \cdot \left(L_{AC1} + \frac{2}{3} \cdot (L_{DC1} + L_{DC3}) \right) \\ + \frac{2}{3} i_{k2} R_{DC3} + \frac{2}{3} \frac{di_{k2}}{dt} L_{DC3} \end{aligned} \quad (6.5)$$

Der zweite Teil von Gleichung (6.5) wird vom Teil-Kurzschlussstrom i_{k2} bestimmt. Wird dieser vernachlässigt, können die charakteristischen Kenngrößen von i_{k1} entsprechend Kapitel 5 berechnet werden. Sind beide Teil-Kurzschlussströme identisch, vereinfacht sich Gleichung (6.5) mit den Ersatzgrößen R_k und L_k zu:

$$-\hat{u} \sin \omega t = i_{k1} \cdot \underbrace{\left(R_{AC1} + \frac{2}{3} \cdot (R_{DC1} + 2R_{DC3}) \right)}_{R_k} + \frac{di_{k1}}{dt} \cdot \underbrace{\left(L_{AC1} + \frac{2}{3} \cdot (L_{DC1} + 2L_{DC3}) \right)}_{L_k} \quad (6.6)$$

Bei gleichen Teil-Kurzschlussströmen hat somit der Spannungsfall des anderen Stroms eine Verdopplung der Leitungsparameter des gemeinsamen Kurzschlusspfads zur Folge. Ausgehend von den entsprechenden Ersatzgrößen erfolgt die Berechnung der charakteristischen Kurzschlussstrom-Kenngrößen.

6.1.1 Dauerkurzschlussstrom

In diesem Abschnitt werden zwei Ansätze vorgestellt, bei denen der wechselseitige Einfluss zwischen Stromrichtern bei der Berechnung von Kurzschlussströmen Berücksichtigung findet.

Im ersten Ansatz (Methode A), welcher für die Berechnung von Kurzschlussströmen in Eigenbedarfs-Anlagen bereits in [76] eingeführt wurde, wird ein vereinfachtes Gleichstromnetzwerk zugrunde gelegt. Im zweiten Ansatz (Methode B) wird in dieser Arbeit vorgeschlagen, den Einfluss anderer Stromrichter über das Verhältnis der unbeeinflussten Teil-Dauerkurzschlussströme als Korrekturfaktoren zu berücksichtigen, mit denen die Leitungsparameter des gemeinsamen Kurzschlusspfads angepasst werden. Die Dauerkurzschlussströme können dadurch unabhängig voneinander berechnet werden.

Da die Gleichstrominduktivitäten nur einen geringen Einfluss auf den Dauerkurzschlussstrom haben, werden sie sowohl in der Simulation als auch in der Berechnung vernachlässigt.

Methode A:

Für die Betrachtung des stationären Kurzschlussstroms können die Stromrichter nach [76] vereinfachend durch Gleichspannungsquellen mit entsprechenden Innenwiderständen nachgebildet werden. Für die Anordnung aus Abbildung 6.1 ergibt sich das in Abbildung 6.4a dargestellte Ersatzschaltbild. Der Innenwiderstand des Stromrichters bestimmt den Teil-Dauerkurzschlussstrom der stationär bei einem Kurzschluss direkt an der Sammelschiene (hier SS1) fließt. Für den Teil-Dauerkurzschlussstrom gilt somit:

$$I_k = \frac{U_{DC}}{R_i} \quad (6.7)$$

Mit:

U_{DC} äquivalente Gleichspannung des Stromrichters im Leerlauf

R_i Innenwiderstand des Stromrichters

In Kapitel 5 wird für die Sechspulsbrücke folgende Gleichung für den Dauerkurzschlussstrom hergeleitet:

$$I_k = \frac{\hat{u}}{\sqrt{\left(R_{AC} + \frac{2}{3} R_{DC}\right)^2 + (\omega L_{AC})^2}} \quad (6.8)$$

Mit:

\hat{u} Amplitude der Leiter-Erde Spannung des Drehstromnetzes

R_{AC} ohmscher Widerstand des Drehstromnetzes

L_{AC} Induktivität des Drehstromnetzes

R_{DC} ohmscher Widerstand der Gleichstromleitung zwischen Anschlusspunkt und Fehlerstelle

Die Gleichspannung des Stromrichters kann bei Leerlauf mit der treibenden Spannung aus dem Drehstromnetz folgendermaßen beschrieben werden:

$$U_{DC} = \sqrt{3}\hat{u} \quad (6.9)$$

Demnach ergibt sich der Innenwiderstand des Stromrichters zu:

$$R_i = \sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(R_{AC} + \frac{2}{3}R_{DC}\right)^2 + (\omega L_{AC})^2} \quad (6.10)$$

Liegt ein gemeinsamer Kurzschlusspfad vor, so stellt R_{DC} der Widerstand der Gleichstromleitung zwischen Stromrichteranschlusspunkt und gemeinsamen Kurzschlusspfad dar. Der Widerstand des gemeinsamen Kurzschlusspfads R_{gk} muss ebenfalls umgerechnet werden, damit er die gleiche Wirkung auf die Gleichspannungsquellen hat wie der ursprüngliche Leitungswiderstand R_{DCgk} auf die Sechspulsbrücken:

$$R_{gk} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{\left(R_{AC} + \frac{2}{3} \cdot (R_{DC} + R_{DCgk})\right)^2 + (\omega L_{AC})^2} - R_i \quad (6.11)$$

Dabei ist es unerheblich, welcher Innenwiderstand zugrunde gelegt wird, da dieser generell wesentlich größer als der Leitungswiderstand ist.

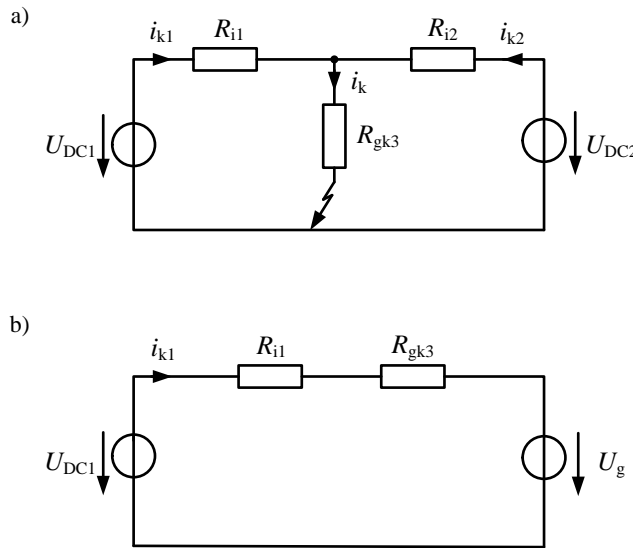


Abbildung 6.4 – Ersatzschaltbilder für den stationären Zustand:

- a) Speisung eines Kurzschlusses über einen gemeinsamen Pfad in einem radialen Netz mit zwei Stromrichtern
- b) Vereinfachtes Ersatzschaltbild mit Gegenspannung im Kurzschlusspfad

Der Teil-Kurzschlussstrom i_{k1} kann mit dem Überlagerungsverfahren berechnet werden. Wird die Spannungsquelle U_{DC2} kurzgeschlossen, ergibt sich der entsprechende Strom zu:

$$i_{k11} = \frac{U_{DC1}}{R_{i1} + \frac{R_{gk3}R_{i2}}{R_{gk3} + R_{i2}}} = \frac{R_{gk3} + R_{i2}}{R_{i1}R_{gk3} + R_{i1}R_{i2} + R_{gk3}R_{i2}} U_{DC1} \quad (6.12)$$

Bei kurzgeschlossener Spannungsquelle U_{DC1} folgt:

$$i_{k12} = -\frac{R_{gk3}}{R_{i1} + R_{gk3}} \frac{U_{DC2}}{R_{i2} + \frac{R_{i1}R_{gk3}}{R_{i1} + R_{gk3}}} = -\frac{R_{gk3}}{R_{i1}R_{i2} + R_{i2}R_{gk3} + R_{i1}R_{gk3}} U_{DC2} \quad (6.13)$$

Der Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1 ergibt sich aus der Überlagerung der beiden Teillösungen. Unter der Annahme, dass $U_{DC1} = U_{DC2}$ gilt:

$$i_{k1} = i_{k11} + i_{k12} = \frac{R_{i2}}{R_{i1}R_{gk3} + R_{i1}R_{i2} + R_{gk3}R_{i2}} U_{DC1} \quad (6.14)$$

Wird, wie in [76] beschrieben, der Effekt von Stromrichter S2 auf den Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1 als Gegenspannung U_g berücksichtigt (Abbildung 6.4b), gilt:

$$i_{k1} = \frac{U_{DC1} - U_g}{R_{i1} + R_{gk3}} \quad (6.15)$$

Das Spannungsverhältnis aus den Gleichungen (6.14) und (6.15) beträgt:

$$\frac{U_g}{U_{DC1}} = \frac{R_{i1}R_{gk3}}{R_{i1}R_{gk3} + R_{i1}R_{i2} + R_{gk3}R_{i2}} \quad (6.16)$$

Die ursprüngliche treibende Spannung von Stromrichter S1 reduziert sich somit prozentual um das Spannungsverhältnis aus Gleichung (6.16), woraus der folgende Korrekturfaktor für den Dauerkurzschlussstrom abgeleitet werden kann.

$$K_{kDC} = 1 - \frac{U_g}{U_{DC1}} \quad (6.17)$$

Der Korrekturfaktor für den Dauerkurzschlussstrom von Stromrichter S2 kann nach dem gleichen Prinzip hergeleitet werden. Der korrigierte Dauerkurzschlussstrom berechnet sich dann zu:

$$I_{k,kor} = K_{kDC} \cdot I_k \quad (6.18)$$

Der Teil-Dauerkurzschlussstrom I_k ergibt sich aus der unbeeinflussten Berechnung nach Gleichung (6.7) bzw. Gleichung (6.8).

Die in den Gleichungen (6.12)-(6.16) hergeleiteten Beziehungen gelten für den Einfluss des Stromrichters S2 auf den Dauerkurzschlussstrom von Stromrichter S1. Für den umgekehrten Fall müssen lediglich die entsprechenden Innenwiderstände der Stromrichter vertauscht werden.

Die simulierten und berechneten Teil-Dauerkurzschlussströme ($I_{k,sim}$ und $I_{k,ber}$) für das Beispielnetz aus Abbildung 6.1 bzw. das vereinfachte Gleichstrom-Ersatzschaltbild sind in Abbildung 6.5a und der Gesamt-Dauerkurzschlussstrom in Abbildung 6.5b dargestellt. Die Ergebnisse weichen geringfügig voneinander ab. Als obere Grenze ergibt sich der Gesamt-Dauerkurzschlussstrom $I_{k,ber,u}$, der unabhängig von den wechselseitigen Stromrichtereinflüssen

berechnet wird. Bei einer Leitungslänge von 300 km für den gemeinsamen Kurzschlusspfad betragen die Unterschiede zwischen unabhängiger Lösung und Simulation -2,5 % und zwischen abhängiger Lösung und Simulation -1,2 %. Je nach Szenario können die Abweichungen geringer aber auch sehr viel höher ausfallen.

Für die folgende Betrachtung wird ein weiterer Stromrichter S3 an Sammelschiene SS1 in Abbildung 6.1 berücksichtigt. Der Einfluss der beiden Stromrichter S2 und S3 auf den Dauerkurzschlussstrom von S1 kann in einem vereinfachten Ersatzschaltbild – wie auch in Abbildung 6.4b – als Gegenspannung in Reihe zum Innenwiderstand von Stromrichter S1 und dem Widerstand des gemeinsamen Kurzschlusspfads dargestellt werden. Das Verhältnis von Gegenspannung und treibender Gleichspannung ergibt sich zu:

$$\frac{U_g}{U_{DC1}} = \frac{R_{i1} R_{gk3}}{R_{i1} R_{gk3} + R_{i1} \frac{R_{i2} R_{i3}}{R_{i2} + R_{i3}} + R_{gk3} \frac{R_{i2} R_{i3}}{R_{i2} + R_{i3}}} = \frac{R_{i1} R_{gk3}}{R_{i1} R_{gk3} + R_{i1} R_{eq23} + R_{gk3} R_{eq23}} \quad (6.19)$$

Demnach werden die Innenwiderstände der beiden Stromrichter S2 und S3 als Parallelschaltung berücksichtigt. Die vollständige Herleitung von Gleichung (6.19) ist dem Anhang A3 zu entnehmen.

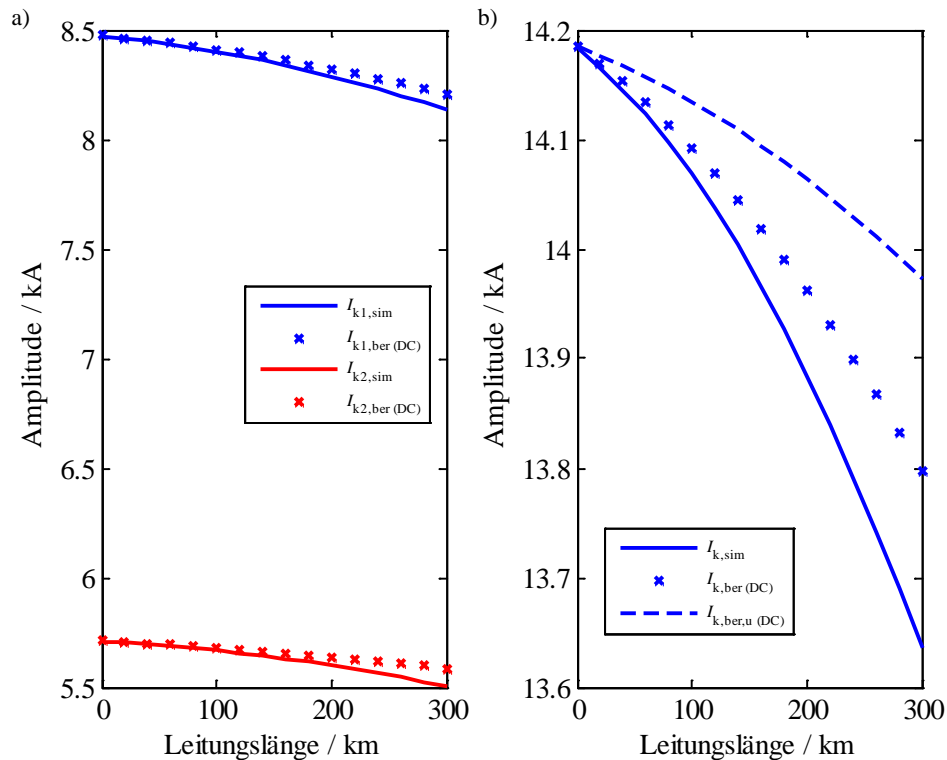


Abbildung 6.5 – Dauerkurzschlussstrom in Abhängigkeit der Leitungslänge von L3:

a) Teil-Dauerkurzschlussströme aus Simulation und Berechnung (Gleichstrom-Ersatzschaltbild)

b) Gesamt-Dauerkurzschlussstrom aus Simulation und Berechnung (Gleichstrom-Ersatzschaltbild, mit und ohne Beeinflussung)

Das Überlagerungsverfahren lässt sich auf beliebige Gleichstromnetzwerke anwenden. Mit zunehmender Ausdehnung und Stromrichteranzahl wird die Herleitung aufwendiger. Die prinzipielle Vorgehensweise erfolgt jedoch wie oben beschrieben.

Methode B (Sechspulsbrücke):

Im Folgenden wird der zweite Berechnungsansatz – Methode B – ausführlich vorgestellt. Hierin wird auf der Grundlage von Gleichung (6.5) der Dauerkurzschlussstrom bei wechselseitiger Beeinflussung hergeleitet. Die Gleichung beschreibt den Zusammenhang zwischen dem Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1 und dem Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2 für einen bestimmten Kommutierungszustand. Der von i_{k2} abhängige Term stellt den Spannungsfall dar, der der treibenden Spannung von Stromrichter S1 entgegenwirkt. Da der Fokus auf dem Dauerkurzschlussstrom liegt, werden die Induktivitäten im Gleichstromnetz vernachlässigt ($L_{DC1} = L_{DC2} = L_{DC3} = 0$). Gleichung (6.5) vereinfacht sich dadurch zu:

$$-\hat{u} \sin \omega t = i_{k1} \cdot \left[R_{AC1} + \frac{2}{3} \cdot (R_{DC1} + R_{DC3}) \right] + \frac{di_{k1}}{dt} L_{AC1} + \frac{2}{3} i_{k2} R_{DC3} \quad (6.20)$$

Die durch i_{k2} bewirkte Reduktion des resultierenden Teil-Dauerkurzschlussstroms I_{k1} hängt vom ohmschen Widerstand des gemeinsamen Kurzschlusspfads ab. Die Höhe von i_{k2} selbst wird im Wesentlichen durch die Parameter des entsprechenden Drehstromnetzes bestimmt. Wird davon ausgegangen, dass beide Teil-Kurzschlussströme gleich groß sind, folgt für den Ersatzwiderstand:

$$R_{k1} = R_{AC1} + \frac{2}{3} \cdot (R_{DC1} + 2R_{DC3}) \quad (6.21)$$

Die Ersatzinduktivität wird ausschließlich durch das Drehstromnetz bestimmt:

$$L_{k1} = L_{AC1} \quad (6.22)$$

Für den Teil-Dauerkurzschlussstrom gilt somit:

$$I_{k1} = \frac{\hat{u}}{\sqrt{R_{k1}^2 + (\omega L_{k1})^2}} \quad (6.23)$$

Unterscheiden sich die Teil-Kurzschlussströme voneinander, muss in Gleichung (6.21) der Vorfaktor des Gleichstromwiderstands R_{DC3} angepasst werden. Für die Bestimmung des Vorfaktors werden hier die beiden Teil-Dauerkurzschlussströme $I_{k1,u}$ und $I_{k2,u}$ zugrunde gelegt, die ohne den Einfluss anderer Stromrichter fließen würden. Der für den Vorfaktor notwendige Korrekturfaktor a_{21} ist dann wie folgt definiert:

$$a_{21} = \frac{I_{k2,u}}{I_{k1,u}} \quad (6.24)$$

Der Ersatzwiderstand berechnet sich dann zu:

$$R_{k1} = R_{AC1} + \frac{2}{3} \cdot [R_{DC1} + (1 + a_{21}) \cdot R_{DC3}] \quad (6.25)$$

Die Korrektur des Ersatzwiderstands von Stromrichter S2 erfolgt prinzipiell auf die gleiche Weise, mit dem Unterschied, dass der Kehrwert des Korrekturfaktors aus Gleichung (6.24), der entsprechende Widerstand des Drehstromnetzes und der Widerstand von Leitung L2 verwendet werden. Das ursprüngliche radiale Netz mit zwei Stromrichtern und einem gemeinsamen Kurzschlusspfad vereinfacht sich, wie in Abbildung 6.6 gezeigt, zu zwei Stromrichtern die den Kurzschluss unabhängig voneinander speisen. Einzig die Parameter des gemeinsamen Kurzschlusspfads sind durch diese Umwandlung betroffen. Die Parameter der Stromrichter und die der Leitungen zwischen Stromrichter und gemeinsamer Sammelschiene bleiben unverändert. Nach der Korrektur der Leitungsparameter gilt: $i_{k1,kor} \approx i_{k1}$. Durch diese Vereinfachung kann somit die Berechnung der jeweiligen Dauerkurzschlussströme, wie in Kapitel 5 beschrieben, erfolgen. Das Prinzip gilt auch für die anderen charakteristischen Kurzschlussstrom-Kenngrößen, die in den nachfolgenden Unterkapiteln behandelt werden.

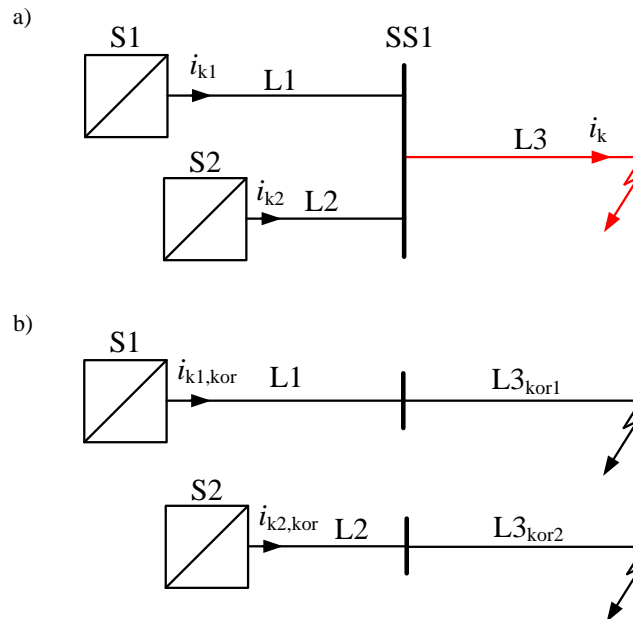


Abbildung 6.6 – Vereinfachung des Gleichstromnetzes durch Korrektur des gemeinsamen Kurzschlusspfads L3:

a) Originalnetz

b) Korrigierte Teilnetze

Speist ein weiterer Stromrichter, der an Sammelschiene SS1 angeschlossen ist, einen Kurzschlussstrom über den gemeinsamen Pfad, gilt für den Ersatzwiderstand:

$$R_{k1} = R_{AC1} + \frac{2}{3} \cdot [R_{DC1} + (1 + a_{21} + a_{31}) \cdot R_{DC3}] \quad (6.26)$$

Mit:

a_{31} Korrekturfaktor ($= I_{k3,u}/I_{k1,u}$)

In einem Netz mit mehreren, gemeinsamen Kurzschlusspfaden muss die wechselseitige Beeinflussung für jeden Pfad separat berücksichtigt werden. In dem Beispielnetz aus Abbildung 6.7 speist Stromrichter S1 den Kurzschluss über die Leitungen L1 und L5. Aufgrund der Leitung L5 wird der Teil-Kurzschlussstrom i_{k1} durch die Beiträge der Stromrichter S2 und S3 beeinträchtigt. Die Teil-Kurzschlussströme i_{k2} und i_{k3} werden wiederum durch die Leitungen L4 und L5 wechselseitig beeinflusst. Die Parameter des Netzes sind Tabelle A3.1 aus dem Anhang zu entnehmen.

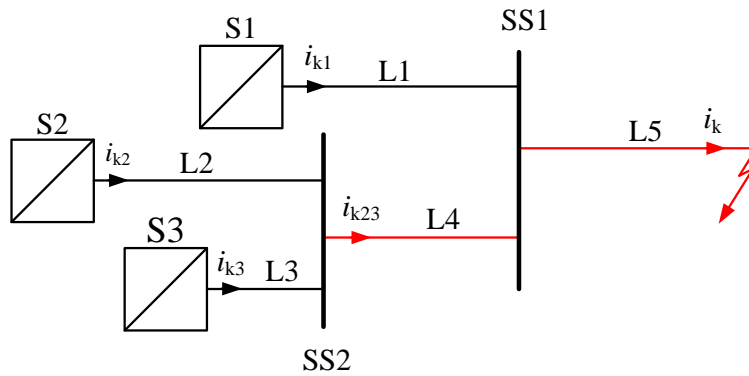


Abbildung 6.7 – Speisung eines Kurzschlusses über zwei gemeinsame Pfade in einem radialen Netz

Für die Berechnung der Korrekturfaktoren werden die unbeeinflussten Teil-Dauerkurzschlussströme der Stromrichter zugrunde gelegt.

$$I_{k1,u} = \frac{\hat{u}_1}{\sqrt{\left(R_{AC1} + \frac{2}{3} \cdot (R_{DC1} + R_{DC5})\right)^2 + (\omega L_{AC1})^2}} \quad (6.27)$$

$$I_{k2,u} = \frac{\hat{u}_2}{\sqrt{\left(R_{AC2} + \frac{2}{3} \cdot (R_{DC2} + R_{DC4} + R_{DC5})\right)^2 + (\omega L_{AC2})^2}} \quad (6.28)$$

$$I_{k3,u} = \frac{\hat{u}_3}{\sqrt{\left(R_{AC3} + \frac{2}{3} \cdot (R_{DC3} + R_{DC4} + R_{DC5})\right)^2 + (\omega L_{AC3})^2}} \quad (6.29)$$

Die entsprechenden Korrekturfaktoren sind in Tabelle 6.1 zusammengefasst. In den Zeilen sind die Faktoren aufgeführt, die für die Berechnung des entsprechenden Teil-Dauerkurzschlussstroms notwendig sind.

Tabelle 6.1 – Korrekturfaktoren für das radiale Netz mit drei Stromrichtern

	S1→(S2/S3)	S2→(S1/S3)	S3→(S1/S2)
I_{k1}		$a_{21} = I_{k2,u} / I_{k1,u}$	$a_{31} = I_{k3,u} / I_{k1,u}$
I_{k2}	$a_{12} = I_{k1,u} / I_{k2,u}$		$a_{32} = I_{k3,u} / I_{k2,u}$
I_{k3}	$a_{13} = I_{k1,u} / I_{k3,u}$	$a_{23} = I_{k2,u} / I_{k3,u}$	

Für die jeweiligen Ersatzwiderstände folgt:

$$R_{k1} = R_{AC1} + \frac{2}{3} \cdot [R_{DC1} + (1 + a_{21} + a_{31}) \cdot R_{DC5}] \quad (6.30)$$

$$R_{k2} = R_{AC2} + \frac{2}{3} \cdot [R_{DC2} + (1 + a_{32}) \cdot R_{DC4} + (1 + a_{32} + a_{12}) \cdot R_{DC5}] \quad (6.31)$$

$$R_{k3} = R_{AC3} + \frac{2}{3} \cdot [R_{DC3} + (1 + a_{23}) \cdot R_{DC4} + (1 + a_{23} + a_{13}) \cdot R_{DC5}] \quad (6.32)$$

Die berechneten und simulierten Teil-Dauerkurzschlussströme sind in Abbildung 6.8a dargestellt. Berechnung und Simulation stimmen sehr gut überein. Zusätzlich sind in Abbildung 6.8b die Gesamt-Dauerkurzschlussströme aus Berechnung und Simulation zu sehen, die sich ebenfalls decken. Der berechnete, unabhängige Gesamt-Dauerkurzschlussstrom $I_{k,ber,u}$ gibt die obere Grenze an.

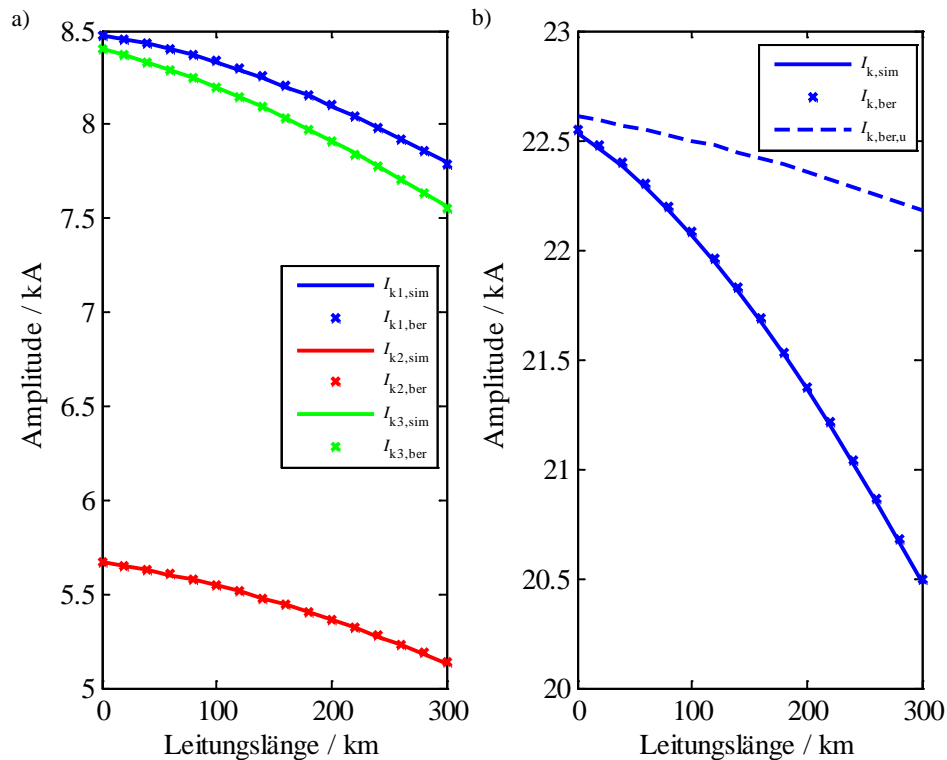


Abbildung 6.8 – Dauerkurzschlussstrom in Abhängigkeit der Länge von Leitung L5:

a) Teil-Dauerkurzschlussströme aus Simulation und Berechnung

b) Gesamt-Dauerkurzschlussstrom aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Korrektur)

Methode B (Mehrpunktstromrichter):

In einem HGÜ-Netz mit modularen Mehrpunktstromrichtern sind zusätzliche Arminduktivitäten zu berücksichtigen. Wie in Kapitel 5.4 gezeigt, haben diese Induktivitäten einen maßgeblichen Einfluss auf den zeitlichen Verlauf der Diodenströme und somit auch auf die Amplitude des resultierenden Kurzschlussstroms.

Für die Berechnung des Dauerkurzschlussstroms eines einzelnen Mehrpunktstromrichters wird der Einfluss der Arminduktivität mit einem Korrekturfaktor K_k entsprechend Gleichung (5.93) berücksichtigt (s. a. 5.4.1). Der Dauerkurzschlussstrom eines Mehrpunktstromrichters berechnet sich unabhängig von anderen Stromrichtern zu:

$$I_{k,u}^* = K_k \cdot I_{k,u} \quad (6.33)$$

mit

$$I_{k,u} = \frac{\hat{u}}{\sqrt{\left(R_{AC} + \frac{2}{3}R_{DC}\right)^2 + (\omega \cdot (L_{AC} + L_a))^2}} \quad (6.34)$$

Unter Verwendung von Mehrpunktstromrichtern sind für das Beispielnetz aus Abbildung 6.1 die Teil-Dauerkurzschlussströme der beiden Stromrichter aus Simulation und Berechnung in Abbildung 6.9a dargestellt. Die Parameter der Stromrichter sind Tabelle A3.1 zu entnehmen.

Die simulierten und berechneten Ergebnisse decken sich sehr gut. Da die Berechnung auf einer Näherungsfunktion basiert, treten geringe Abweichungen auf. In Abbildung 6.9b ist zusätzlich der simulierte Gesamt-Dauerkurzschlussstrom $I_{k,sim}$ verschiedenen Berechnungsansätzen für den Dauerkurzschlussstrom gegenübergestellt. Wird der Dauerkurzschlussstrom nach dem Ansatz für die Sechspulsbrücke unter Vernachlässigung wechselseitiger Beeinflussung berechnet ($I_{k,ber,u(6PB)}$), ergeben sich über den gesamten Variationsbereich große Abweichungen. Unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors nach Gleichung (5.94) können die Abweichungen reduziert werden ($I_{k,ber,u(MMC)}^*$). Dies ist insbesondere im Bereich niedriger Leitungslängen der Fall, in dem der Einfluss der Arminduktivitäten aufgrund des geringeren Gleichstromwiderstands besonders groß ist. Wird zusätzlich noch der Gleichstromwiderstand des gemeinsamen Kurzschlusspfads mit dem Korrekturfaktor entsprechend Gleichung (6.25) korrigiert, kann der exakte Verlauf $I_{k,sim}$ durch die Funktion $I_{k,ber}^*$ sehr gut angenähert werden. Der korrigierte Gleichstromwiderstand ist sowohl für die Berechnung des Dauerkurzschlussstroms nach Gleichung (6.34) als auch für die Berechnung des Korrekturfaktors nach Gleichung (5.93) zu verwenden.

Für das Beispielnetz aus Abbildung 6.7 werden ebenfalls die Dauerkurzschlussströme unter Verwendung von Mehrpunktstromrichtern bestimmt. Die Teil-Dauerkurzschlussströme aus Berechnung und Simulation sind in Abbildung 6.10a dargestellt.

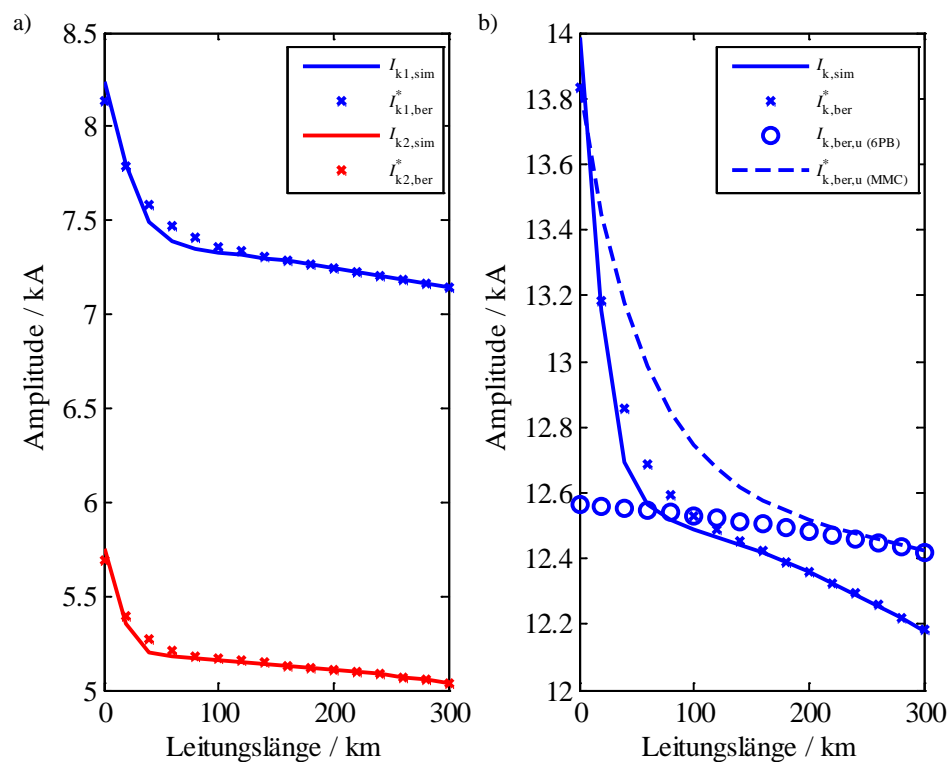


Abbildung 6.9 – Dauerkurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters in Abhängigkeit der Länge von Leitung L3:

a) Teil-Dauerkurzschlussströme aus Simulation und Berechnung

b) Gesamt-Dauerkurzschlussstrom aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Korrektur)

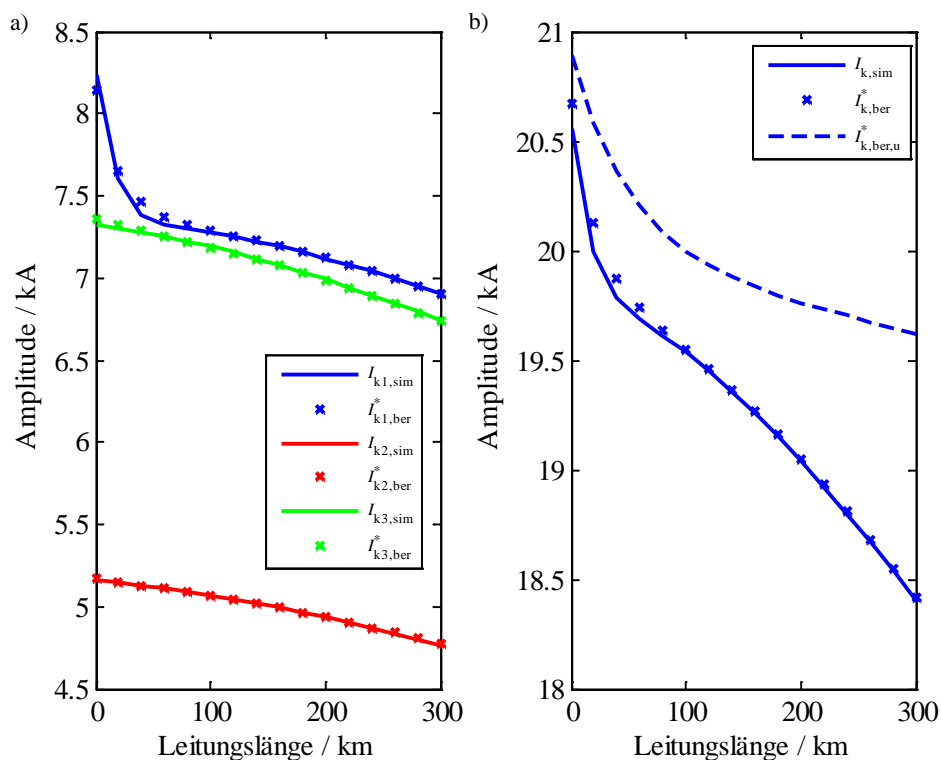


Abbildung 6.10 – Dauerkurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters in Abhängigkeit der Länge von Leitung L5:

a) Teil-Dauerkurzschlussströme aus Simulation und Berechnung

b) Gesamt-Dauerkurzschlussstrom aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Korrektur)

Die Gleichstromwiderstände der gemeinsamen Kurzschlusspfade sind, wie in den Gleichungen (6.30)-(6.32) gezeigt, zu korrigieren. Die Ergebnisse stimmen bis auf geringe Abweichungen überein. Demzufolge sind auch die Gesamt-Dauerkurzschlussströme aus Simulation und Berechnung annähernd deckungsgleich (Abbildung 6.10b). Wird der Gesamt-Dauerkurzschlussstrom unter Vernachlässigung des wechselseitigen Einflusses berechnet, treten größere Abweichungen insbesondere im Bereich längerer, gemeinsamer Kurzschlusspfade auf.

6.1.2 Stoßkurzschlussstrom

Grundsätzlich sind bei der Berechnung des Stoßkurzschlussstroms von Stromrichtern zusätzlich die Induktivitäten der Gleichstromseite zu berücksichtigen. Wie in Kapitel 5 beschrieben, wird der Stoßkurzschlussstrom über den Stoßfaktor κ mit dem Dauerkurzschlussstrom in Beziehung gesetzt:

$$i_p = \kappa \cdot I_k \quad (6.35)$$

Wird der Stoßkurzschlussstrom unabhängig von anderen Quellen berechnet, ist der Dauerkurzschlussstrom nach Gleichung (6.8) und der Stoßfaktor nach Gleichung (5.28) für die monopolare Sechspulsbrücke zugrunde zu legen.

In einem Gleichstromnetz spielt, wie bereits gezeigt, die wechselseitige Beeinflussung zwischen Stromrichtern eine besondere Rolle. Für deren Berücksichtigung ist prinzipiell wie in Kapitel 6.1.1 vorzugehen. Der aus dem vereinfachten Gleichstrom-Ersatznetz hergeleitete Korrekturfaktor nach Gleichung (6.17) kann grundsätzlich auch auf den Stoßkurzschlussstrom angewendet werden, da er die wechselseitige Beeinflussung der Stromrichter berücksichtigt. Jedoch fließt in dieser Betrachtung der Einfluss der Gleichstrominduktivitäten nicht mit ein. Außerdem weist dieser Ansatz bereits bei der Berechnung des Dauerkurzschlussstroms aufgrund der vereinfachten Nachbildung geringe Abweichungen zum tatsächlichen Ergebnis auf. Aus diesem Grund wird bei der Berechnung des Stoßkurzschlussstroms, unter Berücksichtigung der wechselseitigen Beeinflussung, der zweite Ansatz (Methode B) aus Kapitel 6.1.1 zugrunde gelegt.

Wird von dem Beispielnetz aus Abbildung 6.1 ausgegangen, ist der Korrekturfaktor von Stromrichter S1 nach Gleichung (6.24) bzw. der von Stromrichter S2 mit dem Kehrwert zu berechnen. Der Widerstand und in diesem Fall auch die Induktivität des gemeinsamen Kurzschlusspfads sind mit dem entsprechenden Korrekturfaktor anzupassen. Die korrigierten Ersatzgrößen werden für die Berechnung des Stoßfaktors und des Dauerkurzschlussstroms verwendet, mit denen dann die entsprechenden Teil-Stoßkurzschlussströme der Stromrichter unabhängig voneinander bestimmt werden können.

In Abbildung 6.11 sind die Teil-Kurzschlussströme von Stromrichter S1 und S2 dargestellt, die im Gleichstromnetz bei wechselseitiger Beeinflussung (blaue Funktion) und bei unabhängiger

ger Einspeisung (rote Funktion) auftreten. Die Leitungen L1, L2 und L3 haben in diesem Beispiel jeweils eine Leitungslänge von 100 km. Zwischen den Funktionen treten deutliche Unterschiede im Stromanstieg und beim Stoßkurzschlussstrom auf. Wird der Kurzschlussstrom unabhängig von anderen Quellen eingespeist, ist dessen Amplitude höher, da die durch den anderen Teil-Kurzschlussstrom auf dem gemeinsamen Kurzschlusspfad bewirkte Gegenspannung entfällt. Der Einfluss der Gegenspannung wird im Fall von Stromrichter S2 besonders deutlich, da der höhere Kurzschlussstrom von Stromrichter S1 eine höhere Gegenspannung zur Folge hat und somit den Teil-Kurzschlussstrom i_{k2} stärker reduziert.

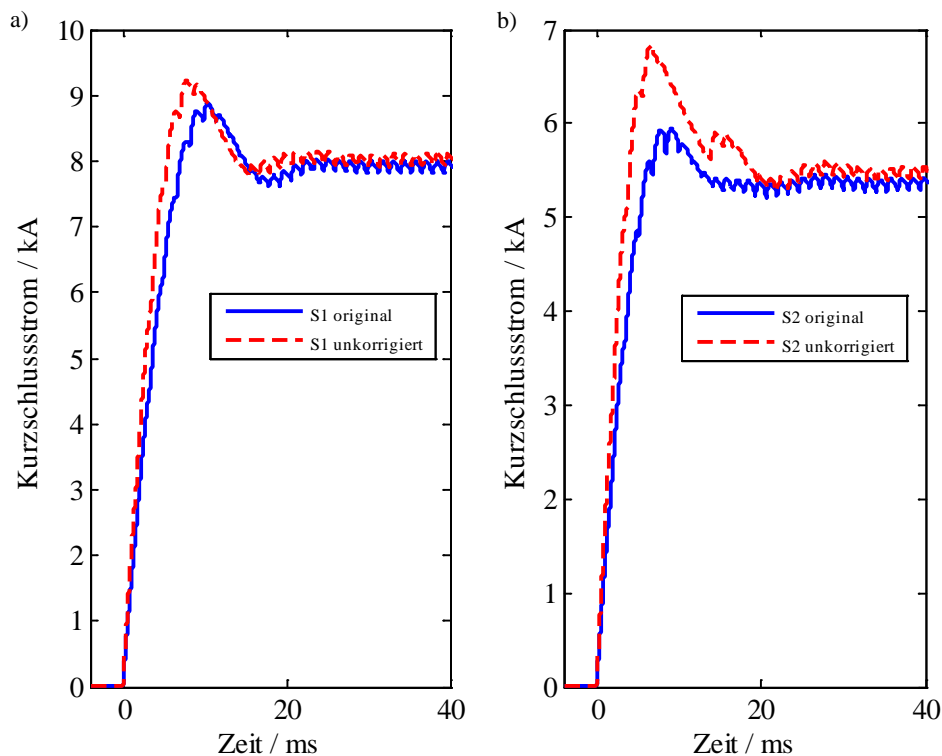


Abbildung 6.11 – Teil-Kurzschlussstromverlauf abhängig (Originalnetz) und unabhängig (nicht-korrigierte Gleichstromparameter) von anderen Quellen:

- a) Kurzschlussstromverlauf von Stromrichter S1
- b) Kurzschlussstromverlauf von Stromrichter S2

Abbildung 6.12 zeigt ergänzend die Kurzschlussstromverläufe der beiden Stromrichter als rote Funktionen bei unabhängiger Einspeisung, aber mit der Korrektur der Gleichstromparameter R_{DC3} und L_{DC3} . Die korrigierten Verläufe stimmen sehr gut mit den ursprünglichen Verläufen aus dem Gleichstromnetz überein. Da die Korrekturfaktoren über die Dauerkurzschlussströme hergeleitet werden, treten geringe Abweichungen im Verlauf auf. Eine Anpassung der Gleichstromparameter, so dass sich die Verläufe exakt decken, ist nicht realisierbar, weil dies die genaue Kenntnis der Teil-Kurzschlussströme voraussetzt. In Ausnahmefällen, bei gleichen Teil-Kurzschlussströmen, ist eine exakte Berechnung möglich. Für diesen Fall sind der Gleichstromwiderstand und die Gleichstrominduktivität des gemeinsamen Kurzschlusspfads, wie in Gleichung (6.21) gezeigt, zweifach zu berücksichtigen.

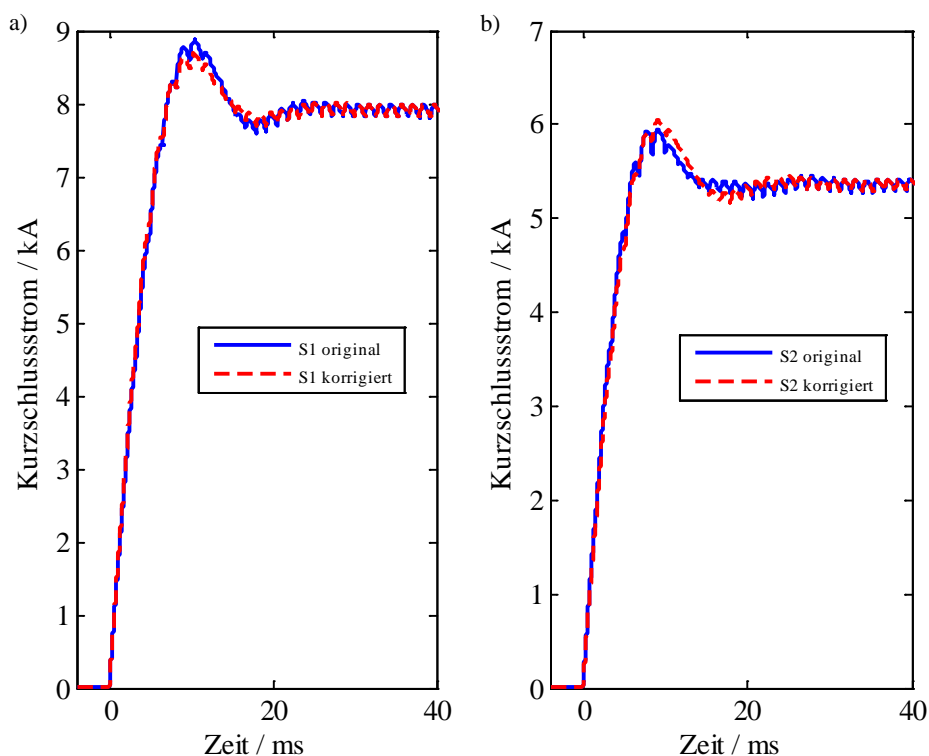


Abbildung 6.12 – Teil-Kurzschlussstromverlauf abhängig (Originalnetz) und unabhängig (korrigierte Gleichstromparameter) von anderen Quellen:

a) Kurzschlussstromverlauf von Stromrichter S1

b) Kurzschlussstromverlauf von Stromrichter S2

In Abbildung 6.13a sind für das gleiche Beispielnetz die Teil-Stoßkurzschlussströme aus verschiedenen Simulationen für unterschiedlich lange Leitungen L3 dargestellt:

- Stoßkurzschlussströme aus Simulation mit ursprünglichem Netz ($i_{p,sim}$)
- Stoßkurzschlussströme aus Simulation bei unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierter Leitung ($i_{p,sim,u}$)
- Stoßkurzschlussströme aus Simulation bei unabhängiger Einspeisung und korrigierter Leitung ($i_{p,sim,kor}$)

Die Simulationsergebnisse bei unabhängiger Einspeisung können mit den Gleichungen aus Kapitel 5 berechnet werden. Die unabhängig simulierten Stoßkurzschlussströme $i_{p1,sim,u}$ und $i_{p2,sim,u}$ liegen über dem gesamten Längenbereich oberhalb der Simulationsergebnisse $i_{p1,sim}$ und $i_{p2,sim}$. Dies ist insbesondere für lange Leitungen der Fall. Durch die Korrektur werden die Verläufe sehr gut angeglichen, wobei aufgrund der oben genannten Gründe geringe Abweichungen auftreten.

Die Ergebnisse für den Gesamt-Stoßkurzschlussstrom sind aus Abbildung 6.13b zu entnehmen, die prinzipiell denen der Teil-Stoßkurzschlussströme entsprechen.

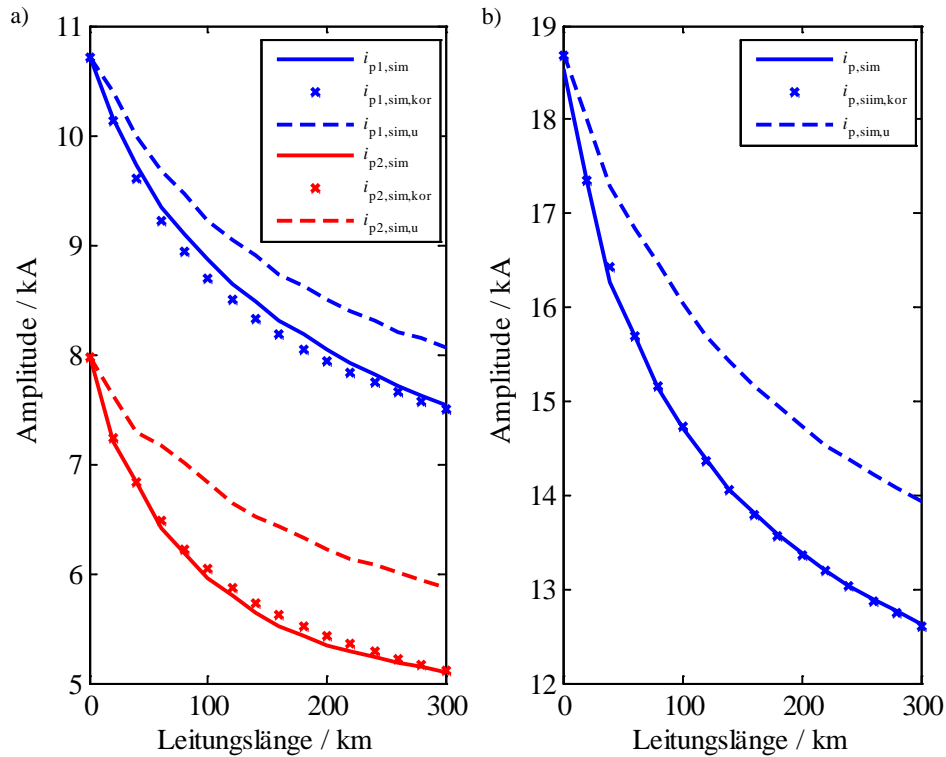


Abbildung 6.13 – Stoßkurzschlussströme aus Simulation bei abhängiger (Originalnetz) und unabhängiger (korrigiert und nicht-korrigiert) Einspeisung:

- a) Teil-Stoßkurzschlussströme von Stromrichter S1 und Stromrichter S2
b) Gesamt-Stoßkurzschlussstrom

6.1.3 Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom

Die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom t_p ist eine wichtige Kenngröße, insbesondere in Gleichstromnetzen, da je nach Fehlerort die Teil-Kurzschlussströme der Stromrichter zu unterschiedlichen Zeiten ihr Maximum erreichen. Eine direkte Überlagerung der Stoßkurzschlussströme könnte somit zu einer Überschätzung der Amplitude des Gesamt-Kurzschlussstroms führen.

Unabhängig von anderen Quellen wird t_p bei einer monopolen Sechspulsbrücke in Abhängigkeit vom Verhältnis L_{DC}/L_{AC} mit Gleichung (5.30) oder Gleichung (5.31) berechnet. In einem Gleichstromnetz mit mehreren Stromrichtern führt die wechselseitige Beeinflussung zu einem verminderten Stromanstieg und somit zu einer Erhöhung von t_p . Dieser Effekt ist ebenfalls aus Abbildung 6.11 ersichtlich, in dem die blau gekennzeichneten Teil-Kurzschlussströme ihr Maximum durch den Einfluss des anderen Stromrichters später erreichen. Für die Berücksichtigung dieses Effekts kann, wie in den vorangegangenen Kapiteln gezeigt, der Korrekturfaktor nach Gleichung (6.24) für die Berechnung der effektiven Parameter des Kurzschlusspfads zugrunde gelegt werden.

Die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom der Teil-Kurzschlussströme aus dem Beispielnetz nach Abbildung 6.1 bei variabler Leitungslänge l_3 ist in Abbildung 6.14a dargestellt. Hierbei sind die Simulationsergebnisse $t_{p1,sim}$ und $t_{p2,sim}$ den Berechnungsergebnissen einmal unter Ver-

nachlässigung der Beeinflussung ($t_{p1,ber,u}$ und $t_{p2,ber,u}$) und einmal unter Berücksichtigung der Beeinflussung ($t_{p1,ber,kor}$ und $t_{p2,ber,kor}$) gegenübergestellt. Charakteristisch für die Simulationsergebnisse ist die sprunghafte Erhöhung der Zeit mit zunehmender Leitungslänge, was auf die durch die Welligkeit bedingten, nah beieinanderliegenden, lokalen Maxima zurückzuführen ist. Durch die Veränderung der Gleichstromparameter kommt es zu einer Verschiebung des globalen Maximums zwischen den lokalen Maxima, wodurch die Zeit t_p sprunghaft zunimmt bzw. abnimmt (s. a. Kapitel 5.1.1). Wird t_p unabhängig von anderen Quellen berechnet, so sind insbesondere für größere Leitungslängen deutliche Unterschiede zwischen Simulation und Berechnung erkennbar. Durch die Korrektur wird die Berechnung der Simulation angenähert. Da der Berechnungsansatz generell auf einer Näherungsfunktion basiert, sind teilweise deutliche Unterschiede ersichtlich. Diese Unterschiede sind insbesondere bei größeren Leitungslängen nicht so stark zu bewerten, da die Amplituden deutlich gedämpft sind und der Übergang zwischen Stoß- und Dauerkurzschlussstrom aus diesem Grund fließend ist.

Abbildung 6.14b zeigt den Vergleich der Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom zwischen dem Gesamt-Kurzschlussstrom i_k und den Teil-Kurzschlussströmen i_{k1} und i_{k2} aus der Simulation. Die Zeiten $t_{p1,sim}$ und $t_{p2,sim}$ der Teil-Kurzschlussströme liegen in den meisten Fällen maximal 3 ms auseinander. Die Differenz kommt durch die unterschiedlichen Drehstromnetze zustande, da die Leitungslängen l_1 und l_2 gleich sind. Die Zeit $t_{p,sim,ges}$ kann näherungsweise als Regressionsgrade zwischen den Zeiten der Teil-Kurzschlussströme aufgefasst werden.

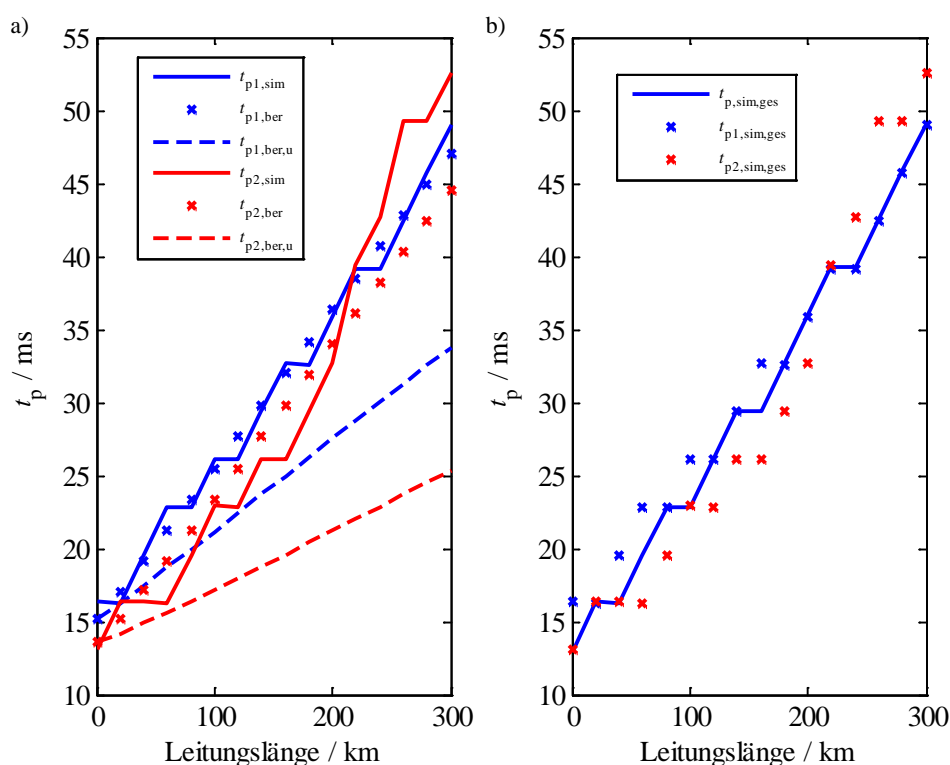
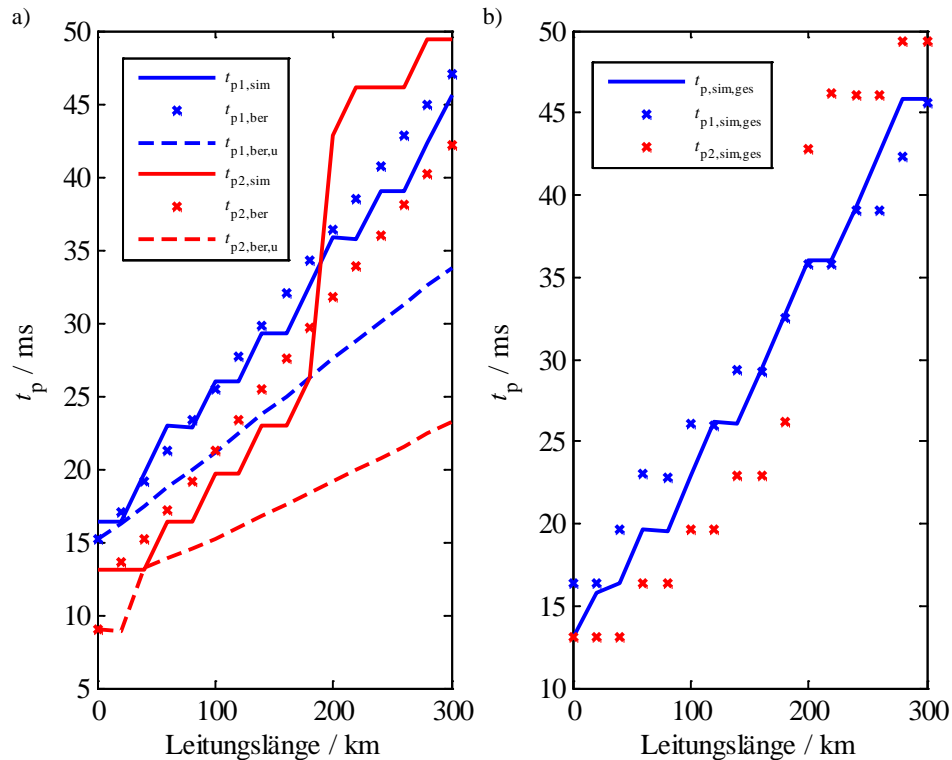


Abbildung 6.14 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom:

- a) Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation und Berechnung (unbeeinflusst und korrigiert)
b) Gesamt- und Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation

Abbildung 6.15 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom bei $l_2 = 50$ km:

- a) Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation und Berechnung (unbeeinflusst und korrigiert)
b) Gesamt- und Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation

Zum Vergleich sind in Abbildung 6.15 zusätzlich die entsprechenden Zeiten dargestellt, die bei einer kürzeren Leitungslänge $l_2 = 50$ km auftreten. In diesem Szenario verhält sich $t_{p,sim,ges}$ prinzipiell genauso.

Im Beispielnetz aus Abbildung 6.7 speist ein weiterer Stromrichter einen Teil-Kurzschlussstrom ein. Die entsprechenden Zeiten bis zum Stoßkurzschlussstrom der Teil-Kurzschlussströme sind in Abbildung 6.16a aus Simulation und Berechnung [Gleichung (5.30) und Gleichung (5.31)] bei variabler Leitungslänge l_5 dargestellt. In der Berechnung fließen die entsprechenden Parameter der Kurzschlusspfade bereits korrigiert mit ein. Die berechneten und die simulierten Ergebnisse stimmen verhältnismäßig gut überein. Insbesondere die Zeiten für die Teil-Kurzschlussströme i_{k2} und i_{k3} . Das trifft auch für i_{k1} bis zu einer Länge von 100 km zu. Darauf folgend ist ein größerer Sprung von fast 30 ms für $t_{p1,sim}$ zu erkennen. Dieses Verhalten kann mit Hilfe von Abbildung 6.17 erklärt werden, in dem die Zeitverläufe von i_{k1} für Leitungslängen von $l_5 = 100$ km und $l_5 = 120$ km dargestellt sind. Die beiden Verläufe zeichnen sich durch zwei leicht ausgeprägte Maxima bei 25 ms und 55 ms aus. Im ersten Fall bei 100 km liegt das globale Maximum bei 25 ms. Bei größerer Leitungslänge verschiebt sich das Maximum auf den deutlich späteren Zeitpunkt von 55 ms. Der Unterschied zwischen den Stoßkurzschlussströmen beträgt jedoch nur 0,5 %. Außerdem entsprechen die Maxima in etwa dem Dauerkurzschlussstrom. Aus diesen Gründen ist es gerechtfertigt, das erste Maximum für $t_{p,sim1}$ zugrunde zu legen. Für diesen Fall sind die Abweichungen zu $t_{p1,ber}$ deutlich geringer.

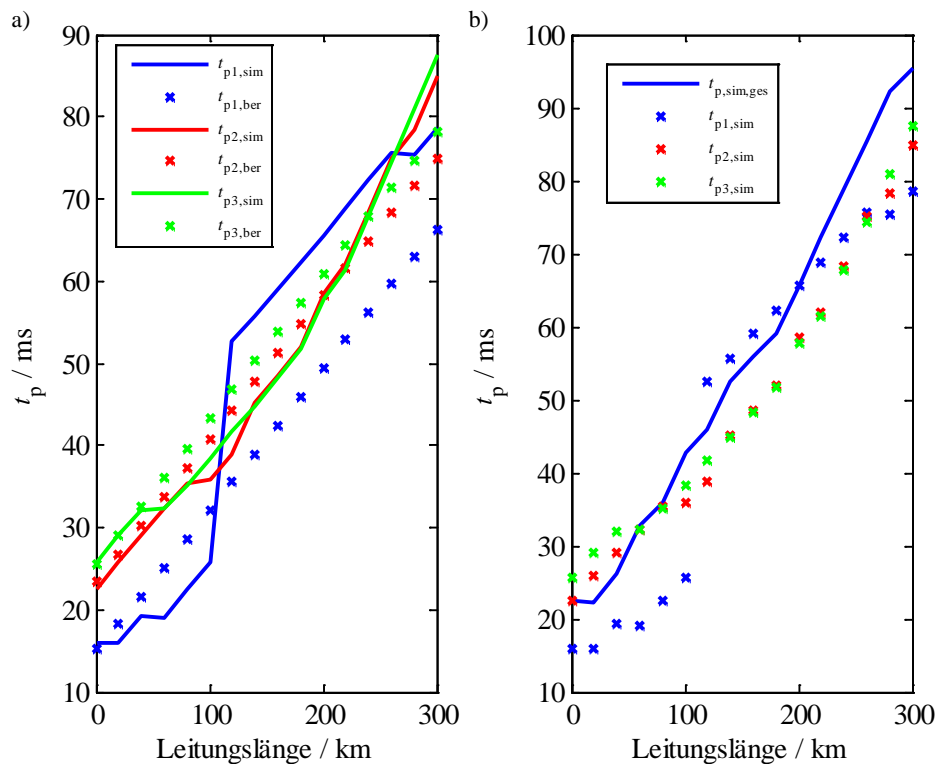


Abbildung 6.16 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom für das erweiterte Netz mit drei Stromrichtern:

a) Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation und Berechnung (korrigiert)

b) Gesamt- und Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation

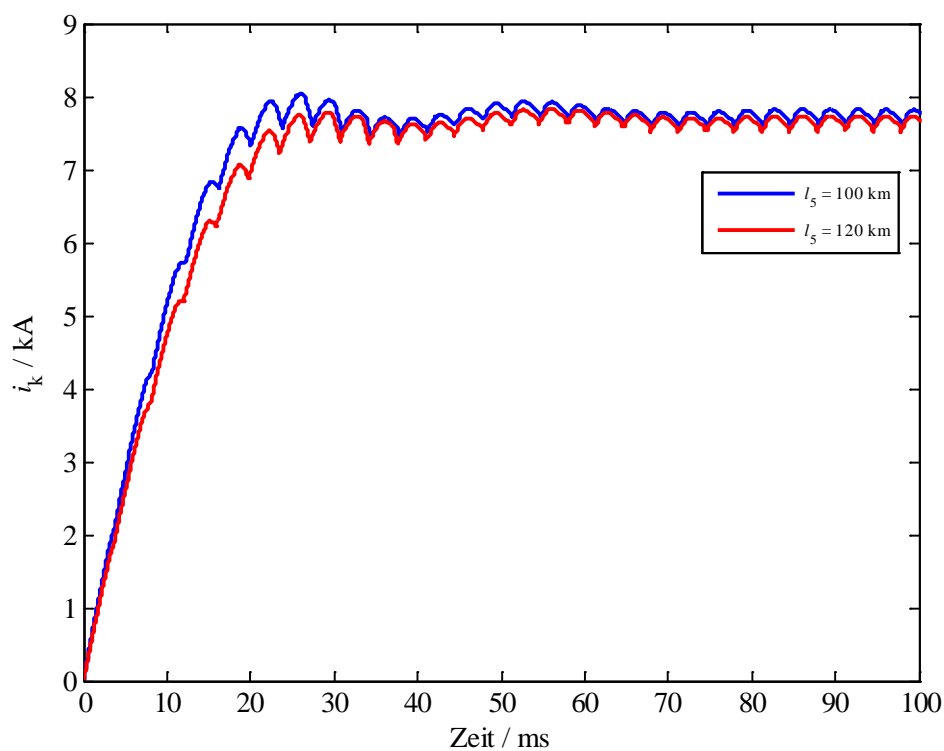


Abbildung 6.17 – Kurzschlussstromverlauf von Stromrichter S1 bei Leitungslängen von $l_5 = 100$ km (blau) und $l_5 = 120$ km (rot)

In Abbildung 6.16b sind die simulierten Zeiten $t_{p,\text{sim}}$ der Teil-Kurzschlussströme der des Gesamt-Kurzschlussstroms gegenübergestellt. Die Zeit für den Gesamt-Kurzschlussstrom $t_{p,\text{sim,ges}}$ kann hierbei ebenfalls als Regressionsgerade zwischen den Zeiten der Teil-Kurzschlussströme aufgefasst werden. Für größere Leitungslängen liegt $t_{p,\text{sim,ges}}$ zwar über den Zeiten der Teil-Kurzschlussströme, da der Übergang zwischen Stoß- und Dauerkurzschlussstrom in diesem Bereich fließend ist, kann auch von einer niedrigeren Zeit zwischen denen der Teil-Kurzschlussströme ausgegangen werden. Als möglicher Ansatz kann für die Bestimmung von $t_{p,\text{ges}}$ der Mittelwert von den Zeiten der Teil-Kurzschlussströme ausgegangen werden.

Abschließend sind für das radiale Netz mit zwei Mehrpunktstromrichtern die entsprechenden Ergebnisse für die Zeiten der Teil-Kurzschlussströme aus Simulation und Berechnung in Abbildung 6.18 gezeigt. Die Berechnung mit korrigierten Parametern gibt die Simulationsergebnisse deutlich besser wieder. Der Sprung von $t_{p1,\text{sim}}$ bei $l_3 = 200$ km ist auf das oben beschriebene Verhalten zurückzuführen. Die Zeit des Gesamt-Kurzschlussstroms liegt, wie in den vorangegangenen Szenarien, im Bereich der Zeiten der Teil-Kurzschlussströme (Abbildung 6.18b).

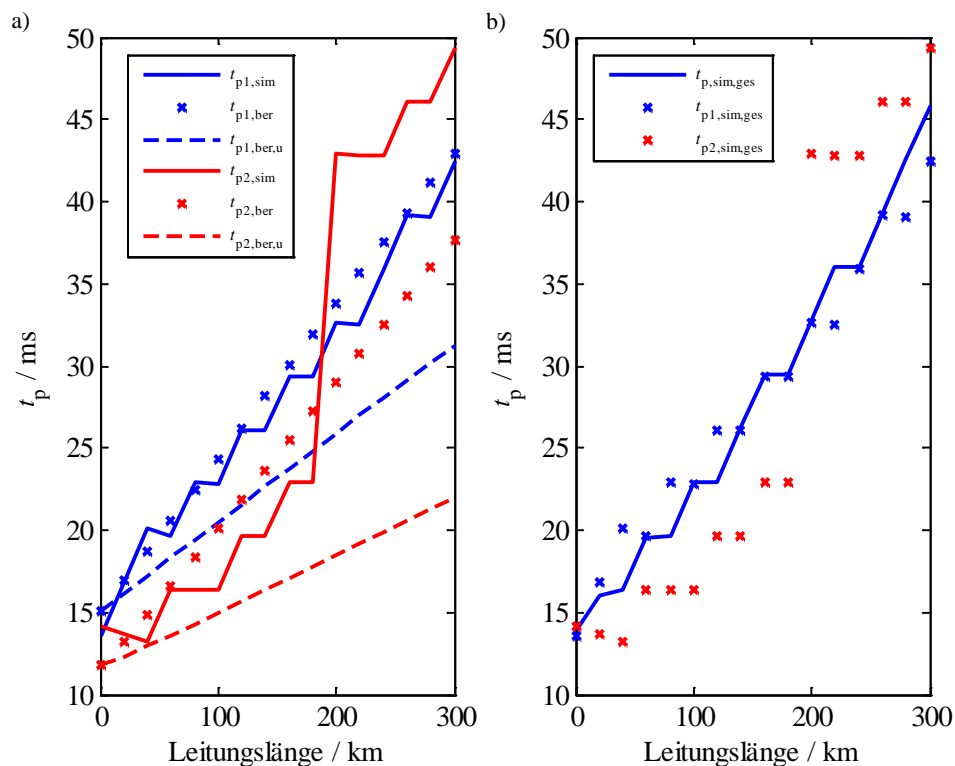


Abbildung 6.18 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom für den Mehrpunktstromrichter:
a) Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation und Berechnung (unbeeinflusst und korrigiert)
b) Gesamt- und Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation

6.1.4 Anfangsteilheit

Die Anfangsteilheit des Kurzschlussstroms ist relevant, wenn der Fokus der Untersuchung auf den ersten Millisekunden nach Kurzschlusseintritt liegt. Darüber hinaus sollte die Anfangsteilheit bei der Überlagerung der Teil-Kurzschlussströme zugrunde gelegt werden, um eine Überschätzung bei der Berechnung des Gesamt-Stoßkurzschlussstroms zu vermeiden.

In Kapitel 5 werden drei Ansätze für die Berechnung des Kurzschlussstroms von Kurzschlusseintritt bis zum Erreichen des Stoßkurzschlussstroms vorgeschlagen. Hierbei liegt – je nach Ansatz – der Fokus auf einem unterschiedlichen Zeitabschnitt. In der ersten Methode nach Gleichung (5.34) wird die Steigung kurz nach Kurzschlusseintritt verwendet. Aus diesem Grund wird eine sehr gute Näherung in den ersten Millisekunden erreicht. Im Zeitbereich des Stoßkurzschlussstroms sind die Abweichungen jedoch sehr groß. Die zweite Methode nach Gleichung (5.35) sieht eine lineare Näherung mit der Steigung aus Stoßkurzschlussstrom i_p und der Zeit bis um Stoßkurzschlussstrom t_p vor. Da dies eine sehr ungenaue Näherung ist, wird im Folgenden nicht weiter auf diese Methode eingegangen. In der dritten Methoden nach Gleichung (5.36) wird der Zeitverlauf durch eine Exponentialfunktion angenähert, die im Argument die Zeit bis Stoßkurzschlussstrom enthält. Zu diesem Zeitpunkt entspricht bei dieser Methode die Amplitude des Kurzschlussstroms dem Stoßkurzschlussstrom. Daher sind in diesem Zeitbereich die Abweichungen zur tatsächlichen Amplitude besonders niedrig. Je nach Netzkonfiguration können im Zeitbereich kurz nach Kurzschlusseintritt größere Abweichungen auftreten.

Im Folgenden wird das Beispielnetz aus Abbildung 6.1 betrachtet. Der Kurzschluss tritt am Ende von Leitung L3 auf. Die Leitungen L1, L2 und L3 haben jeweils eine Länge von 100 km. Für die Berechnung des Stromanstiegs der Teil-Kurzschlussströme i_{k1} und i_{k2} wird zunächst die erste Methode (lineare Näherung) für zwei verschiedene Fälle zugrunde gelegt. Im ersten Fall wird der Kurzschlussstrom des einen Stromrichters unabhängig vom anderen Stromrichter berechnet. Hierfür fließen die nicht-korrigierten Parameter R_{DC3} und L_{DC3} von Leitung L3 mit ein. Im zweiten Fall werden diese Parameter mit Gleichung (6.24) bzw. deren Kehrwert korrigiert berücksichtigt.

Die Teil-Kurzschlussströme aus Simulation und Berechnung für Stromrichter S1 und Stromrichter S2 sind in Abbildung 6.19a bzw. Abbildung 6.19b dargestellt. Die simulierten Teil-Kurzschlussströme $i_{k1,sim}$ und $i_{k2,sim}$ sind blau gekennzeichnet. Wie bereits beschrieben, eignet sich diese Methode um den Verlauf des Kurzschlussstroms in den ersten Millisekunden nach Kurzschlusseintritt anzunähern. Bei der unabhängigen Berechnung ist zu erkennen, dass die Steigung der Kurzschlussströme $i_{k1,ber,u}$ und $i_{k2,ber,u}$ größer als die der tatsächlichen Kurzschlussströme ist. Unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors wird der Stromanstieg durch die Ströme $i_{k1,ber}$ und $i_{k2,ber}$ deutlich besser angenähert. Aus den Abbildungen wird jedoch auch deutlich, dass sich die Methode nur für die ersten Millisekunden eignet (für diesen Fall $t < 10$ ms), da die Unterschiede zum tatsächlichen Verlauf mit zunehmender Zeit deutlich ansteigen.

Abbildung 6.20 zeigt ergänzend die entsprechenden Verläufe bei einer Leitungslänge von $l_3 = 300$ km. Die Ergebnisse für dieses Szenario sind prinzipiell die gleichen, mit dem Unterschied, dass die Steigung deutlich niedriger ist, was an der größeren Gleichstrominduktivität liegt.

In Abbildung 6.21 für $l_3 = 100$ km und in Abbildung 6.22 für $l_3 = 300$ km sind die Ergebnisse aus Simulation und Berechnung bei Anwendung der exponentiellen Näherung dargestellt. Die Näherungsfunktionen $i_{k1,ber}$ und $i_{k2,ber}$, bei denen die korrigierten Leitungsparameter berücksichtigt werden, geben den prinzipiellen Verlauf bis zum Stoßkurzschlussstrom gut wieder. Im Bereich des Stoßkurzschlussstroms sind die Abweichungen sehr gering. Jedoch liegt die Näherungsfunktion bis zum Zeitpunkt t_p immer unter dem tatsächlichen Verlauf. Im Gegensatz dazu, bei Vernachlässigung des wechselseitigen Einflusses der Stromrichter, liegen die Näherungsfunktionen $i_{k1,ber,u}$ und $i_{k2,ber,u}$ über dem tatsächlichen Verlauf. In den ersten Millisekunden sind die Abweichungen sogar relativ gering, was aber auch vom Stromrichter und von der Leitungslänge abhängt. Zum Zeitpunkt t_p liegt die Näherungsfunktion deutlich über der tatsächlichen Amplitude. Die Verwendung der Näherungsfunktion unter Vernachlässigung des wechselseitigen Einflusses kann somit als konservativer Ansatz gewertet werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass dieser Ansatz nicht im Zeitbereich von t_p Anwendung finden sollte, da dadurch die Amplitude deutlich überschätzt werden kann.

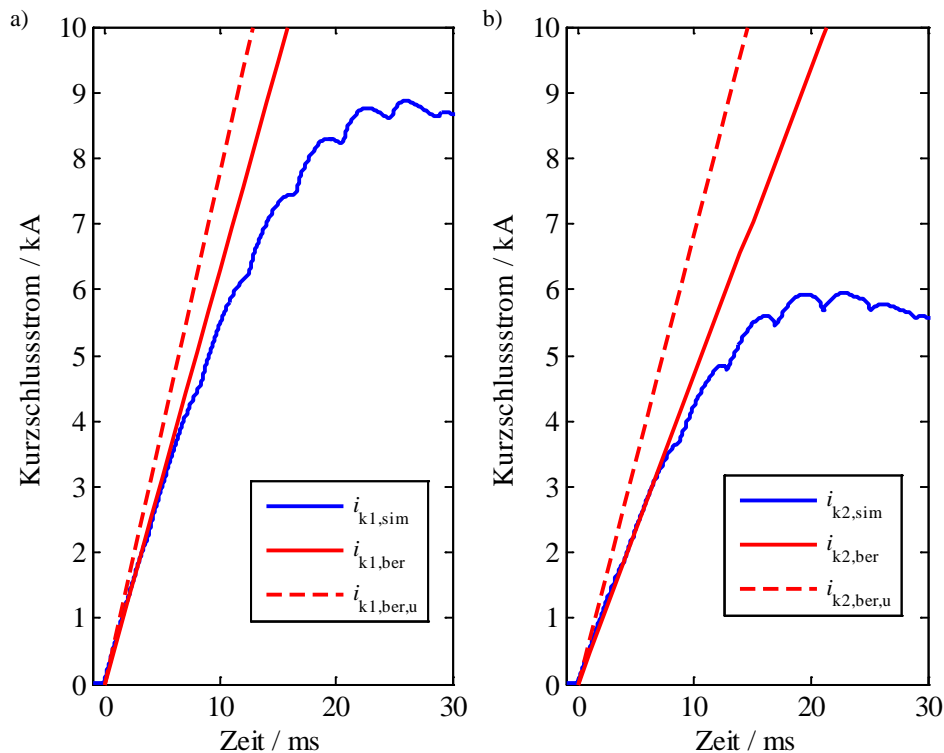


Abbildung 6.19 – Kurzschlussstromverlauf aus Simulation und lineare Näherungsfunktion bei $l_3 = 100$ km:

- a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1
- b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2

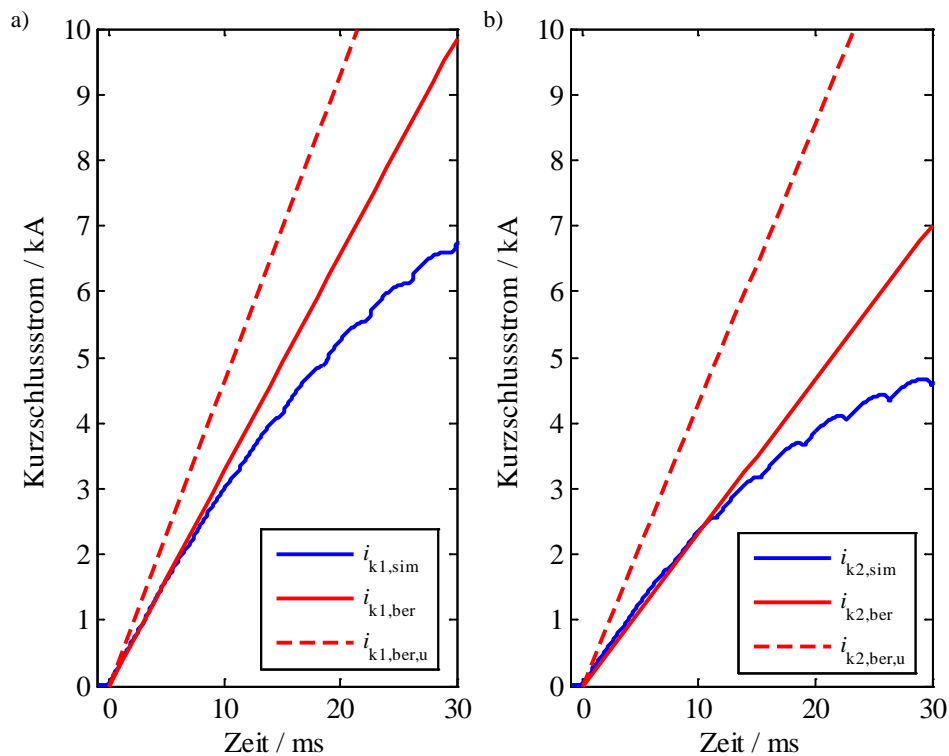


Abbildung 6.20 – Kurzschlussstromverlauf aus Simulation und lineare Näherungsfunktion bei $l_3 = 300$ km:

a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1

b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2

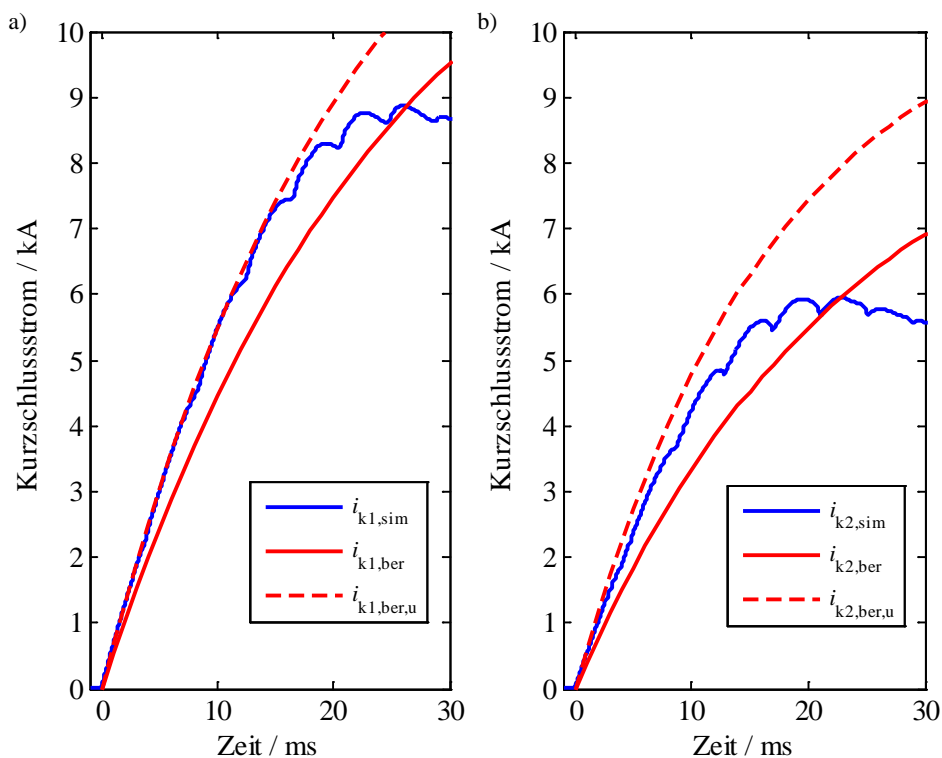


Abbildung 6.21 – Kurzschlussstromverlauf aus Simulation und exponentielle Näherungsfunktion bei $l_3 = 100$ km:

a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1

b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2

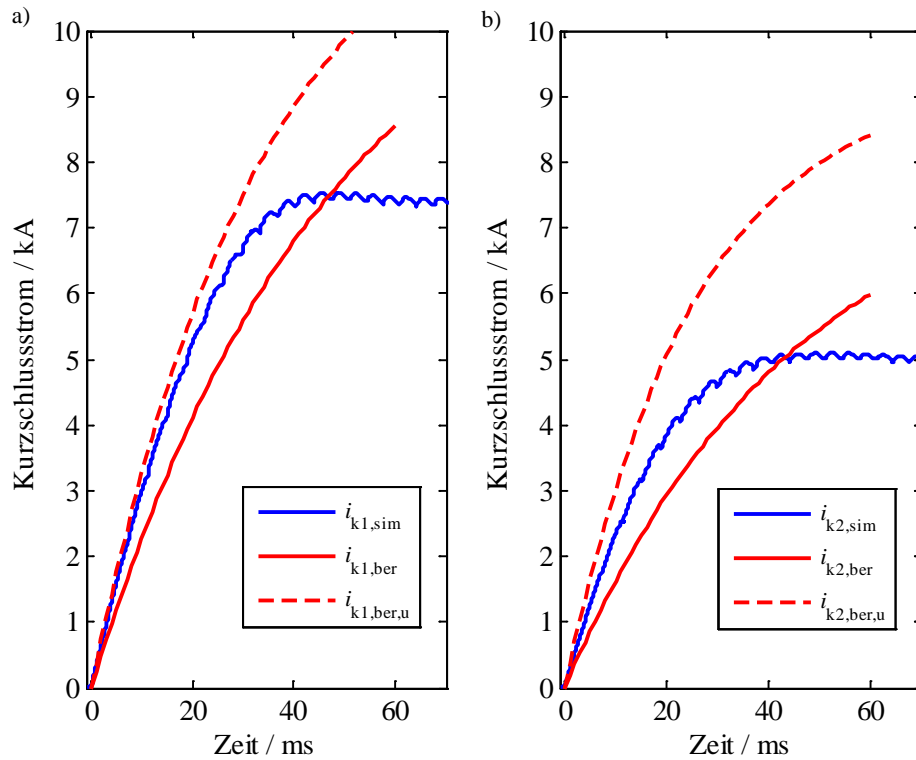


Abbildung 6.22 – Kurzschlussstromverlauf aus Simulation und exponentielle Näherungsfunktion bei $l_3 = 300$ km:

- a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1
b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2

Bei der Bestimmung des Gesamt-Stoßkurzschlussstroms würde im Zeitbereich um t_p auch eine direkte Überlagerung der berechneten Teil-Stoßkurzschlussströme Sinn machen, da die Steigung mit zunehmender Zeit geringer wird und somit die Amplitude sich nicht stark verändert.

6.2 Mehrfach gespeister Kurzschluss in vermaschten Netzen

Im Gegensatz zum mehrfach gespeisten Kurzschluss im radialen Netz teilt sich der Teil-Kurzschlussstrom eines Stromrichters im vermaschten Netz auf mehrere Kurzschlusspfade auf. Aus diesem Grund ergeben sich in jedem Fall gemeinsame Kurzschlusspfade, wodurch immer von einer wechselseitigen Beeinflussung auszugehen ist. Im Folgenden werden die Kurzschlussströme für verschiedene vermaschte Netztopologien untersucht.

Vermaschtes Netz mit drei Knoten:

In der Netzkonfiguration nach Abbildung 6.23a speisen zwei Stromrichter den Kurzschluss an der Fehlerstelle F. Durch die Leitungen L1, L2 und L3 ergibt sich eine vermaschte Struktur. Die Teil-Kurzschlussströme i_{k1} und i_{k2} teilen sich auf die Leitungen L1 und L3 bzw. L2 und L3 auf und überlagern sich an Sammelschiene F zum Gesamt-Kurzschlussstrom i_k . Durch den re-

sultierenden Stromfluss können alle drei Leitungen als gemeinsame Kurzschlusspfade aufgefasst werden.

Für die Berechnung der Teil-Kurzschlussströme und des Gesamt-Kurzschlussstroms wird das ursprünglich vermaschte Netz in ein äquivalent-radiales Netz transformiert, das mit den äquivalenten Leitungen $LA_{\ddot{a}q}$, $LB_{\ddot{a}q}$ und $LF_{\ddot{a}q}$ in Abbildung 6.23b dargestellt ist. Hierbei muss betont werden, dass diese Leitungen fiktive Leitungen sind. Der resultierende Stromfluss in den Leitungen kann somit nicht auf das ursprüngliche Netz übertragen werden. Die äquivalenten Leitungsparameter werden für diesen Fall über die sogenannte Dreieck-Stern-Transformation berechnet:

$$R_{DCA,\ddot{a}q} = \frac{R_{DC1}R_{DC2}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3}}, \quad L_{DCA,\ddot{a}q} = \frac{L_{DC1}L_{DC2}}{L_{DC1} + L_{DC2} + L_{DC3}} \quad (6.36)$$

$$R_{DCB,\ddot{a}q} = \frac{R_{DC2}R_{DC3}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3}}, \quad L_{DCB,\ddot{a}q} = \frac{L_{DC2}L_{DC3}}{L_{DC1} + L_{DC2} + L_{DC3}} \quad (6.37)$$

$$R_{DCF,\ddot{a}q} = \frac{R_{DC1}R_{DC3}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3}}, \quad L_{DCF,\ddot{a}q} = \frac{L_{DC1}L_{DC3}}{L_{DC1} + L_{DC2} + L_{DC3}} \quad (6.38)$$

Für ein Kurzschlusszenario mit den Leitungslängen $l_1 = l_2 = l_3 = 100$ km sind die Teil-Kurzschlussströme der beiden Stromrichter als blaue Funktionen in Abbildung 6.24 zu sehen. Die resultierenden Teil-Kurzschlussströme aus dem äquivalenten Radialnetz sind rot gekennzeichnet. Die Teil-Kurzschlussströme aus den beiden Konfigurationen sind jeweils deckungsgleich. Für die Berechnung der Kurzschlussströme im vermaschten Netz kann somit, wie im vorangegangenen Kapitel für das radiale Netz beschrieben, vorgegangen werden.

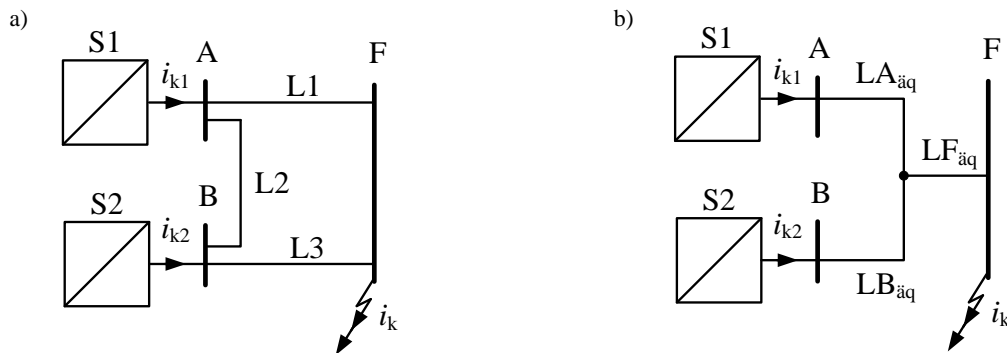


Abbildung 6.23 – Vermaschtes Netz mit zwei Stromrichtern:

a) Prinzipschaltbild (vermascht)

b) Äquivalentes Netz nach einer Dreieck-Stern-Umwandlung (radial)

Die Leitungsströme im originalen, vermaschten Netz werden über die Stromteilerregel und die Superpositionsmethode bestimmt. Für die Dauerkurzschlussströme gilt:

$$I_{kl1} = \frac{R_{DC2} + R_{DC3}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3}} I_{k1} + \frac{R_{DC3}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3}} I_{k2} \quad (6.39)$$

$$I_{kl3} = \frac{R_{DC1}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3}} I_{k1} + \frac{R_{DC1} + R_{DC2}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3}} I_{k2} \quad (6.40)$$

$$I_{kl2} = I_{kl1} - I_{kl3} \quad (6.41)$$

Die Stoßkurzschlussströme der Leitungsströme teilen sich nach den gleichen Verhältnissen auf die entsprechenden Leitungsabschnitte auf.

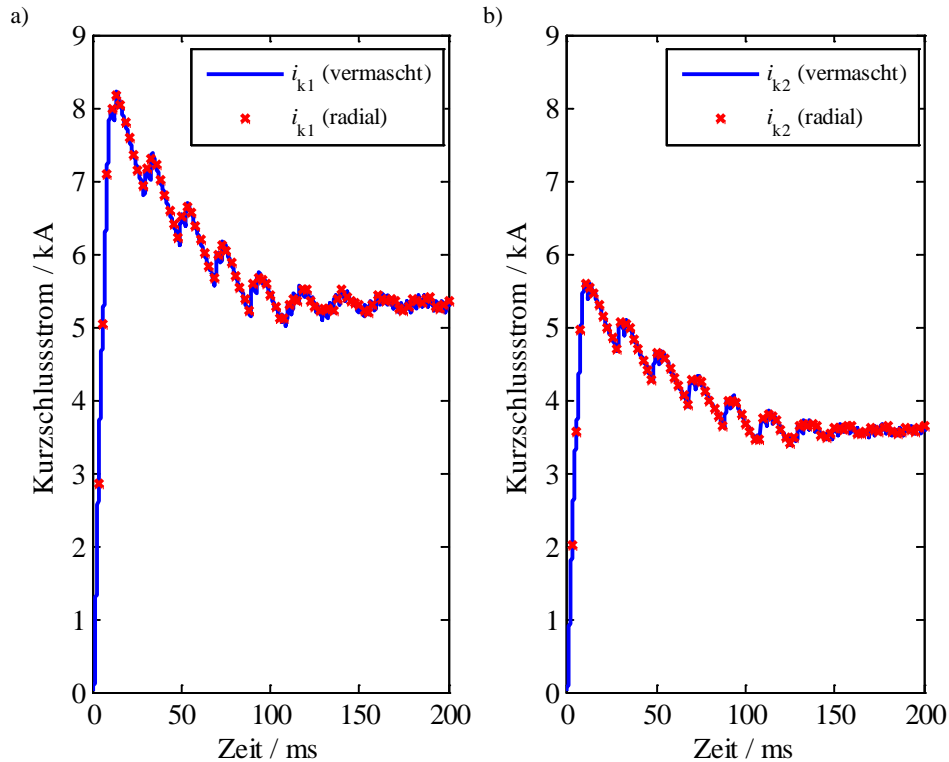


Abbildung 6.24 – Teil-Kurzschlussströme im vermaschten und äquivalent-radialen Netz:

- a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1
 b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2

Da die prinzipielle Vorgehensweise bei der Berechnung der charakteristischen Kurzschlussstrom-Kenngrößen im vermaschten Netz nach der Transformation die gleiche ist wie im radialen Netz, wird in diesem Kapitel nicht wiederholt auf die Berechnung eingegangen.

Vermaschtes Netz mit vier Knoten:

Liegt ein Netz mit vier Knoten vor (drei Stationen und Fehlerstelle), müsste eine Viereck-Stern-Transformation durchgeführt werden, um eine Berechnung nach der oben beschriebenen Vorgehensweise vornehmen zu können. Grundsätzlich kann eine beliebige Sternstruktur in ein äquivalentes Polygon transformiert werden, bei dem sich die hinein- und hinausfließenden Ströme jeweils gleich verhalten. Umgekehrt ist diese Transformation jedoch nicht möglich [2]. Einzige Ausnahme stellt die oben beschriebene Stern-Dreieck-Umwandlung dar. Aus diesem Grund wird in diesem Kapitel bei Netzstrukturen mit mehr als drei Knoten eine Vorgehensweise vorgeschlagen, die sich prinzipiell an der aus Kapitel 6.1 orientiert.

Die Methode soll anhand des Beispielnetzes aus Abbildung 6.25 vorgestellt werden. Die drei Stromrichter S1, S2 und S3 sind über die drei Leitungen L1, L2 und L3 vermascht verbunden. Auf der Leitung L1 tritt an der Fehlerstelle F ein Kurzschluss auf.

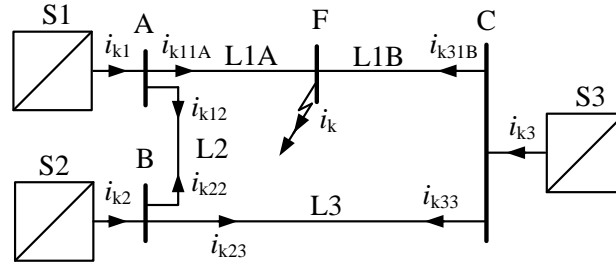


Abbildung 6.25 – Vermaschtes Netz mit drei Stromrichtern

Die Stromrichter speisen die Teil-Kurzschlussströme i_{k1} , i_{k2} und i_{k3} ein. Da es sich hierbei um ein vermaschtes Netz handelt, teilen diese Ströme sich wiederum auf zwei Leitungsabschnitte auf, wie in Abbildung 6.25 gezeigt. Der Erstindex der Ströme kennzeichnet die Quelle und der Zweitindex die Leitung, in der der Strom fließt.

In einem ersten Schritt wird ein stationärer Zustand zugrunde gelegt. Die wechselseitige Beeinflussung zwischen den Stromrichtern wird zunächst vernachlässigt. Für die unbeeinflussten Teil-Dauerkurzschlussströme gilt:

$$I_{k1,u} = \frac{\hat{u}_1}{\sqrt{\left(R_{AC1} + \frac{2}{3}R_{DC1,\ddot{a}q}\right)^2 + (\omega L_{AC1})^2}} \quad (6.42)$$

$$I_{k2,u} = \frac{\hat{u}_2}{\sqrt{\left(R_{AC2} + \frac{2}{3}R_{DC2,\ddot{a}q}\right)^2 + (\omega L_{AC2})^2}} \quad (6.43)$$

$$I_{k3,u} = \frac{\hat{u}_3}{\sqrt{\left(R_{AC3} + \frac{2}{3}R_{DC3,\ddot{a}q}\right)^2 + (\omega L_{AC3})^2}} \quad (6.44)$$

mit

$$R_{DC1,\ddot{a}q} = \frac{R_{DC1A} \cdot (R_{DC1B} + R_{DC2} + R_{DC3})}{R_{DC1A} + R_{DC1B} + R_{DC2} + R_{DC3}} \quad (6.45)$$

$$R_{DC2,\ddot{a}q} = \frac{(R_{DC1A} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC1B} + R_{DC3})}{R_{DC1A} + R_{DC1B} + R_{DC2} + R_{DC3}} \quad (6.46)$$

$$R_{DC3,\ddot{a}q} = \frac{R_{DC1B} \cdot (R_{DC1A} + R_{DC2} + R_{DC3})}{R_{DC1A} + R_{DC1B} + R_{DC2} + R_{DC3}} \quad (6.47)$$

R_{DC1A} , R_{DC1B} , R_{DC2} und R_{DC3} sind die ohmschen Widerstände der Leitungen aus Abbildung 6.25.

Die Ströme, die in den Leitungen fließen, ergeben sich aus der Stromteilerregel:

$$I_{k11A,u} = \frac{R_{DC1B} + R_{DC2} + R_{DC3}}{R_{DC1A} + R_{DC1B} + R_{DC2} + R_{DC3}} I_{k1,u}, \quad I_{k12,u} = \frac{R_{DC1A}}{R_{DC1A} + R_{DC1B} + R_{DC2} + R_{DC3}} I_{k1,u} \quad (6.48)$$

$$I_{k22,u} = \frac{R_{DC1B} + R_{DC3}}{R_{DC1A} + R_{DC1B} + R_{DC2} + R_{DC3}} I_{k2,u}, \quad I_{k23,u} = \frac{R_{DC1A} + R_{DC2}}{R_{DC1A} + R_{DC1B} + R_{DC2} + R_{DC3}} I_{k2,u} \quad (6.49)$$

$$I_{k33,u} = \frac{R_{DC1B}}{R_{DC1A} + R_{DC1B} + R_{DC2} + R_{DC3}} I_{k3,u}, \quad I_{k31B,u} = \frac{R_{DC1A} + R_{DC2} + R_{DC3}}{R_{DC1A} + R_{DC1B} + R_{DC2} + R_{DC3}} I_{k3,u} \quad (6.50)$$

Die Ströme $I_{k11A,u}$ und $I_{k12,u}$ ergeben sich aus dem Teil-Dauerkurzschlussstrom $I_{k1,u}$. Diese fließen unabhängig von anderen Stromrichterströmen. Das Gleiche gilt auch für die entsprechenden Teil-Kurzschlussströme der anderen Stromrichter. Das heißt beispielsweise, dass $I_{k12,u}$ und $I_{k22,u}$ betragsmäßig nicht zwangsläufig gleich groß sein müssen, was von den Eigenschaften der entsprechenden Drehstromnetze abhängt.

Gleichung (6.20) in Kapitel 6.1 zeigt, dass der Spannungsfall entlang einer Leitung, der durch einen Teil-Kurzschlussstrom bewirkt wird, andere Teil-Kurzschlussströme beeinflusst. Für die Berechnung der wechselseitigen Beeinflussung zwischen den Stromrichtern werden alle Ströme betrachtet, die unabhängig voneinander durch eine bestimmte Leitung fließen. Wird beispielsweise von Leitung L1A ausgegangen, so fließen dort unabhängig voneinander die Ströme $I_{k11A,u}$, $I_{k22,u}$, und $I_{k33,u}$. Der wechselseitige Einfluss ergibt sich aus den Korrekturfaktoren, welche bereits in Kapitel 6.1 beschrieben sind [Gleichung (6.24)]. Die Korrekturfaktoren für alle Leitungsabschnitte sind in Tabelle 6.2 zusammengefasst. Hierbei ist zu beachten, dass der jeweilige Korrekturfaktor negativ ist, wenn die entsprechenden Ströme unterschiedliche Richtungspfeile aufweisen.

Tabelle 6.2 – Korrekturfaktoren für das vermaschte Netz mit drei Stromrichtern

	S1→(S2/S3)	S2→(S1/S3)	S3→(S1/S2)
I_{k11A}		$a_{22,11A} = I_{k22,u} / I_{k11A,u}$	$a_{33,11A} = I_{k33,u} / I_{k11A,u}$
I_{k12}		$a_{22,12} = -I_{k22,u} / I_{k12,u}$ $a_{23,12} = I_{k23,u} / I_{k12,u}$	$a_{33,12} = -I_{k33,u} / I_{k12,u}$ $a_{31B,12} = I_{k31B,u} / I_{k12,u}$
I_{k22}	$a_{11A,22} = I_{k11A,u} / I_{k22,u}$ $a_{12,22} = -I_{k12,u} / I_{k22,u}$		$a_{33,22} = I_{k33,u} / I_{k22,u}$
I_{k23}	$a_{12,23} = I_{k12,u} / I_{k23,u}$		$a_{33,23} = -I_{k33,u} / I_{k23,u}$ $a_{31B,23} = I_{k31B,u} / I_{k23,u}$
I_{k33}	$a_{11A,33} = I_{k11A,u} / I_{k33,u}$ $a_{12,33} = -I_{k12,u} / I_{k33,u}$	$a_{22,33} = I_{k22,u} / I_{k33,u}$ $a_{23,33} = -I_{k23,u} / I_{k33,u}$	
I_{k31B}	$a_{12,31B} = I_{k12,u} / I_{k31B,u}$	$a_{23,31B} = I_{k23,u} / I_{k31B,u}$	

Für die Berücksichtigung der wechselseitigen Beeinflussung werden die Widerstände korrigiert. Nach der Korrektur können die Teil-Kurzschlussströme unabhängig voneinander berechnet werden.

Für die drei Stromrichter S1 (kor1), S2 (kor2) und S3 (kor3) gilt:

$$R_{DC1A,kor1} = R_{DC1A} \cdot (1 + a_{22,11} + a_{33,11}) \quad (6.51)$$

$$R_{DC1B,kor1} = R_{DC1B} \cdot (1 + a_{23,12} + a_{31B,12}) \quad (6.52)$$

$$R_{DC2,kor1} = R_{DC2} \cdot (1 + a_{22,12} + a_{33,12}) \quad (6.53)$$

$$R_{DC3,kor1} = R_{DC3} \cdot (1 + a_{23,12} + a_{33,12}) \quad (6.54)$$

$$R_{DC1A,kor2} = R_{DC1A} \cdot (1 + a_{11A,22} + a_{33,22}) \quad (6.55)$$

$$R_{DC1B,kor2} = R_{DC1B} \cdot (1 + a_{12,23} + a_{31B,23}) \quad (6.56)$$

$$R_{DC2,kor2} = R_{DC2} \cdot (1 + a_{12,22} + a_{33,22}) \quad (6.57)$$

$$R_{DC3,kor2} = R_{DC3} \cdot (1 + a_{12,23} + a_{33,23}) \quad (6.58)$$

$$R_{DC1A,kor3} = R_{DC1A} \cdot (1 + a_{11,33} + a_{22,33}) \quad (6.59)$$

$$R_{DC1B,kor3} = R_{DC1B} \cdot (1 + a_{12,31B} + a_{23,31B}) \quad (6.60)$$

$$R_{DC2,kor3} = R_{DC2} \cdot (1 + a_{12,33} + a_{22,33}) \quad (6.61)$$

$$R_{DC3,kor3} = R_{DC3} \cdot (1 + a_{12,33} + a_{23,33}) \quad (6.62)$$

Da die Korrekturfaktoren teilweise negativ sind, können auch die resultierenden, korrigierten Leitungsparameter negativ sein, was aus rein physikalischer Sicht nicht möglich ist. Die korrigierten Leitungsparameter sind jedoch als fiktive Größen zu sehen, die den Effekt des Spannungsfalls der anderen Stromrichter-Leitungsströme beinhalten. Die äquivalent-korrigierten Leitungsparameter, die sich aus der Zusammenfassung aller korrigierten Leitungsparameter ergeben, müssen positiv sein, da sich sonst die Stromrichtung des entsprechenden Teil-Kurzschlussstroms umkehrt.

Für die drei Stromrichter gelten die korrigierten Netze nach Abbildung 6.26. Der Dauerkurzschlussstrom von Stromrichter S1 wird mit Gleichung (6.42) und Gleichung (6.45) bestimmt, wobei für den äquivalenten Gleichstromwiderstand die Größen nach den Gleichungen (6.51)-(6.54) zu verwenden sind. Für die anderen Stromrichter ist mit den entsprechenden Gleichungen ebenso vorzugehen. Für die Berechnung der anderen charakteristischen Kurzschlussstrom-Kenngrößen sind zusätzlich die Induktivitäten des Gleichstromnetzes zu berücksichtigen. Die korrigierten Induktivitäten werden auf die gleiche Weise berechnet, wie die entsprechenden Widerstände.

In Abbildung 6.27 und Abbildung 6.28 sind die simulierten Teil-Kurzschlussströme aus dem originalen Netz nach Abbildung 6.25 den simulierten, korrigierten Kurzschlussströmen nach

Abbildung 6.26 gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, dass sich die zeitlichen Verläufe sehr gut decken. Geringe Abweichungen treten im transienten Verlauf auf, da die Korrekturfaktoren aus dem Verhältnis der Dauerkurzschlussströme abgeleitet werden und somit nicht das exakte Verhältnis der Ströme über die gesamte Kurzschlussdauer wiedergeben. Ausgehend von den korrigierten Netzen können nun die charakteristischen Kurzschlussstrom-Kenngrößen der Stromrichter mit den Gleichungen aus Kapitel 5 unabhängig voneinander berechnet werden.

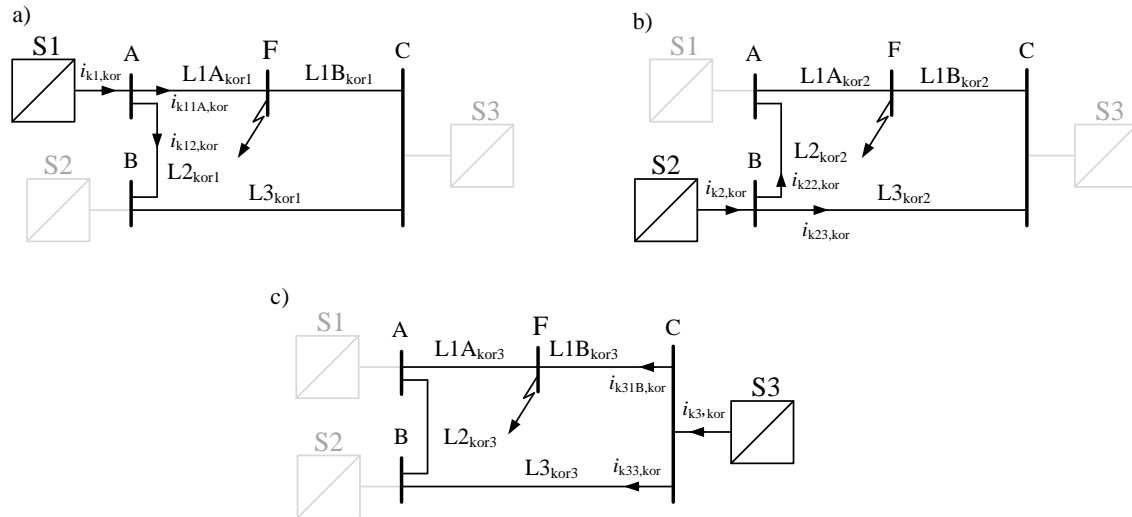


Abbildung 6.26 – Unabhängige Einspeisung im korrigierten vermaschten Netz:

- a) Äquivalent-korrigiertes Netz für die Berechnung von $i_{k1,kor}$
- b) Äquivalent-korrigiertes Netz für die Berechnung von $i_{k2,kor}$
- c) Äquivalent-korrigiertes Netz für die Berechnung von $i_{k3,kor}$

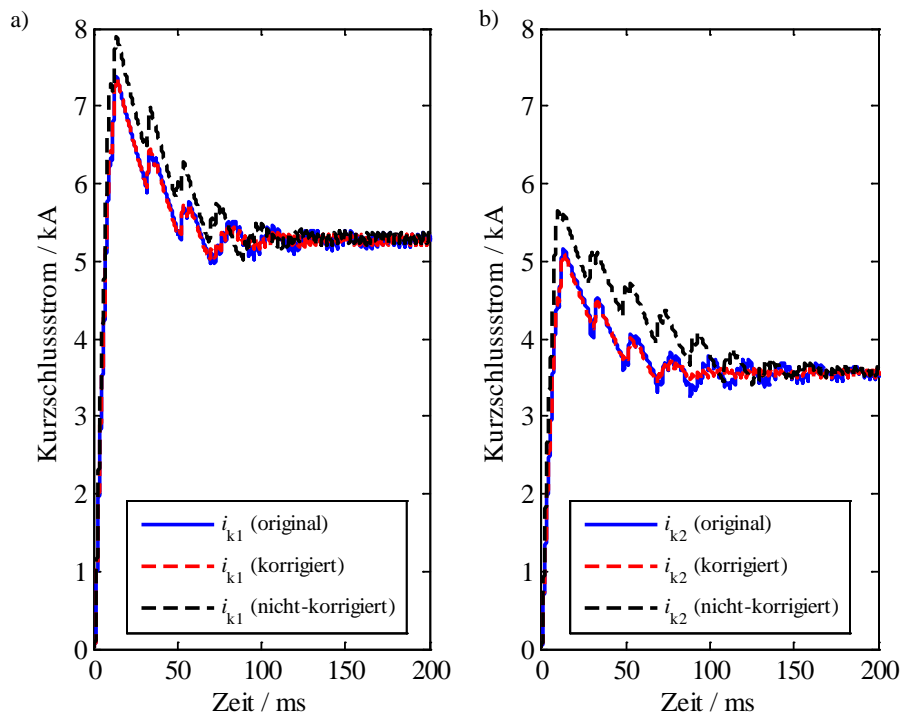


Abbildung 6.27 – Teil-Kurzschlussströme im vermaschten Netz (original) und bei unabhängiger Einspeisung im korrigierten Netz (korrigiert) und im ursprünglichen Netz (nicht-korrigiert):

- a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1
- b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2

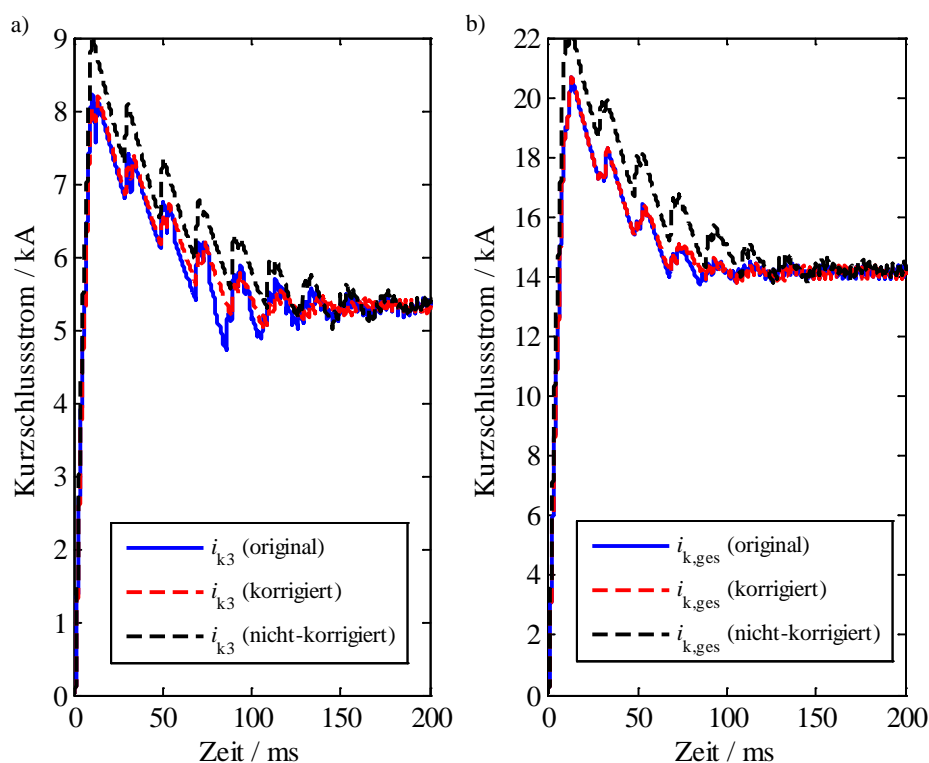


Abbildung 6.28 – Teil-Kurzschlussströme im vermaschten Netz (original) und bei unabhängiger Einspeisung im korrigierten Netz (korrigiert) und im ursprünglichen Netz (nicht-korrigiert):

a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S3

b) Gesamt-Kurzschlussstrom

Vermaschtes Netz mit fünf Knoten:

Abschließend soll in diesem Unterkapitel das oben beschriebene Verfahren an einer etwas komplizierteren Netzstruktur verifiziert werden. In dem Beispiel aus Abbildung 6.25 hat das Gleichstromnetz genau eine Masche. In diesem Fall speist jeder Stromrichter einen Teil-Kurzschlussstrom ein, der sich auf zwei Leitungsabschnitte aufteilt. Die beiden resultierenden Leitungsströme haben wiederum einen einzigen Pfad zur Fehlerstelle. In einem Gleichstromnetz mit mehreren Maschen teilen sich diese Ströme je nach Netzstruktur und Fehlerstelle auf weitere Abschnitte auf. In Abbildung 6.29 ist ein Gleichstromnetz mit zwei Maschen und vier Stromrichtern dargestellt. Der Fehler tritt in diesem Beispiel auf Leitung L5 an der Fehlerstelle F auf. Die Stromrichter speisen die Teil-Kurzschlussströme i_{k1} , i_{k2} , i_{k3} und i_{k4} ein.

Für die Berücksichtigung der wechselseitigen Beeinflussung werden die Teil-Kurzschlussströme wie in den vorangegangenen Beispielen zunächst unabhängig voneinander betrachtet. Wie in Abbildung 6.30 zu sehen, ergeben sich dadurch aufgrund der Anzahl der Stromrichter vier Teilnetze mit den entsprechenden Leitungsströmen. Die Richtungspfeile der Ströme sind beliebig gewählt. Basierend auf den äquivalenten Gleichstromwiderständen des Gleichstromnetzes können für jeden Stromrichter der unabhängig eingespeiste Teil-Dauerkurzschlussstrom berechnet werden. Für die äquivalenten Gleichstromwiderstände gilt für diesen Fall:

$$R_{DC1,\ddot{a}q} = \frac{R_{DC5A} \cdot \left[R_{DC5B} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}} \right]}{R_{DC5A} + R_{DC5B} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}}} \quad (6.63)$$

$$R_{DC2,\ddot{a}q} = R_{DC,F} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC,A}) \cdot (R_{DC2} + R_{DC,C})}{R_{DC1} + R_{DC,A} + R_{DC2} + R_{DC,C}} \quad (6.64)$$

$$R_{DC3,\ddot{a}q} = \frac{R_{DC5B} \cdot \left[R_{DC5A} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}} \right]}{R_{DC5A} + R_{DC5B} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}}} \quad (6.65)$$

$$R_{DC4,\ddot{a}q} = R_{DC,F} + \frac{(R_{DC4} + R_{DC,A}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC,C})}{R_{DC4} + R_{DC,A} + R_{DC3} + R_{DC,C}} \quad (6.66)$$

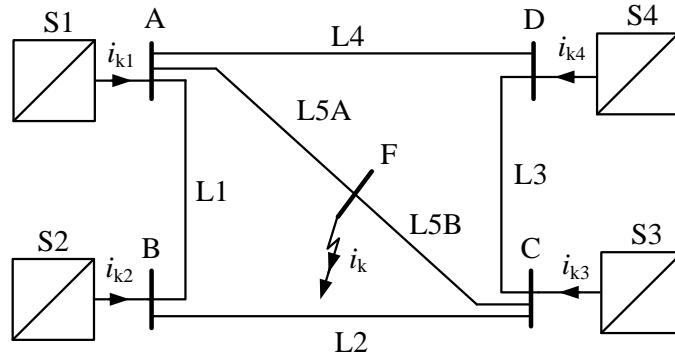


Abbildung 6.29 – Vermaschtes Netz mit vier Stromrichtern

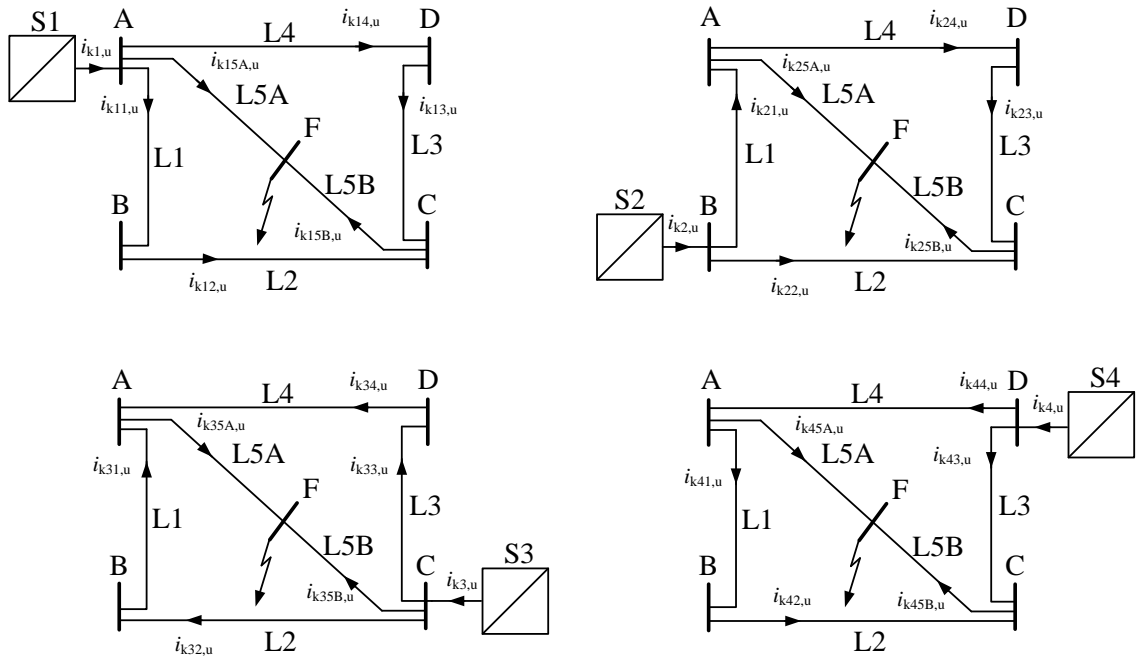


Abbildung 6.30 – Stromfluss in den Teilnetzen bei unabhängiger Einspeisung

Für die Berechnung der äquivalenten Gleichstromwiderstände $R_{DC2,\ddot{a}q}$ und $R_{DC4,\ddot{a}q}$ ist für dieses Szenario eine Dreieck-Stern-Transformation durchzuführen. Die genaue Herleitung ist im Anhang A3 beschrieben.

Ausgehend von den berechneten unabhängig-gespeisten Teil-Dauerkurzschlussströmen können über die Stromteilerregel die Leitungsströme für die vier Teilnetze bestimmt werden. Die Gleichungen sind im Anhang A3 aufgeführt. Die Leitungsströme verursachen auf den jeweiligen Leitungsabschnitten einen Spannungsfall. Für die Berücksichtigung der wechselseitigen Beeinflussung fließen die durch die anderen Stromrichter verursachten Spannungsfälle als Korrekturfaktoren bei der Berechnung des Teil-Kurzschlussstroms eines bestimmten Stromrichters mit ein. Die Korrekturfaktoren für Stromrichter S1 sind in Tabelle 6.3 und die der Stromrichter S2, S3 und S4 in Tabelle A3.4 im Anhang zusammengefasst. Für jede Leitung ergeben sich drei Korrekturfaktoren je Stromrichter. Die Korrekturfaktoren bestimmen sich aus dem Verhältnis der in einer Leitung unabhängig fließenden Leitungsströme. Aufgrund der vorgegebenen Stromrichtung sind die Faktoren teilweise negativ, was hinsichtlich des Spannungsfalls einer Spannungserhöhung bzw. einer Spannungsabnahme entspricht.

Tabelle 6.3 – Korrekturfaktoren für Stromrichter S1 im vermaschten Netz mit vier Stromrichtern

	Stromrichter S1		
L1	$a_{21,11} = -\frac{I_{k21,u}}{I_{k11,u}}$	$a_{31,11} = -\frac{I_{k31,u}}{I_{k11,u}}$	$a_{41,11} = \frac{I_{k41,u}}{I_{k11,u}}$
L2	$a_{22,12} = \frac{I_{k22,u}}{I_{k12,u}}$	$a_{32,12} = -\frac{I_{k32,u}}{I_{k12,u}}$	$a_{42,12} = \frac{I_{k42,u}}{I_{k12,u}}$
L3	$a_{23,13} = \frac{I_{k23,u}}{I_{k13,u}}$	$a_{33,13} = -\frac{I_{k33,u}}{I_{k13,u}}$	$a_{43,13} = \frac{I_{k43,u}}{I_{k13,u}}$
L4	$a_{24,14} = \frac{I_{k24,u}}{I_{k14,u}}$	$a_{34,14} = -\frac{I_{k34,u}}{I_{k14,u}}$	$a_{44,14} = -\frac{I_{k44,u}}{I_{k14,u}}$
L5A	$a_{25A,15A} = \frac{I_{k25A,u}}{I_{k15A,u}}$	$a_{35A,15A} = \frac{I_{k35A,u}}{I_{k15A,u}}$	$a_{45A,15A} = \frac{I_{k45A,u}}{I_{k15A,u}}$
L5B	$a_{25B,15B} = \frac{I_{k25B,u}}{I_{k15B,u}}$	$a_{35B,15B} = \frac{I_{k35B,u}}{I_{k15B,u}}$	$a_{45B,15B} = \frac{I_{k45B,u}}{I_{k15B,u}}$

Für das äquivalente Gleichstromnetz aus der Perspektive von Stromrichter S1 werden die korrigierten Leitungsparameter folgendermaßen berechnet:

$$\begin{aligned} R_{DC1,kor1} &= R_{DC1} \cdot (1 + a_{21,11} + a_{31,11} + a_{41,11}) \\ L_{DC1,kor1} &= L_{DC1} \cdot (1 + a_{21,11} + a_{31,11} + a_{41,11}) \end{aligned} \quad (6.67)$$

$$\begin{aligned} R_{DC2,kor1} &= R_{DC2} \cdot (1 + a_{22,12} + a_{32,12} + a_{42,12}) \\ L_{DC2,kor1} &= L_{DC2} \cdot (1 + a_{22,12} + a_{32,12} + a_{42,12}) \end{aligned} \quad (6.68)$$

$$\begin{aligned} R_{DC3,kor1} &= R_{DC3} \cdot (1 + a_{23,13} + a_{33,13} + a_{43,13}) \\ L_{DC3,kor1} &= L_{DC3} \cdot (1 + a_{23,13} + a_{33,13} + a_{43,13}) \end{aligned} \quad (6.69)$$

$$\begin{aligned} R_{DC4,kor1} &= R_{DC4} \cdot (1 + a_{24,14} + a_{34,14} + a_{44,14}) \\ L_{DC4,kor1} &= L_{DC4} \cdot (1 + a_{24,14} + a_{34,14} + a_{44,14}) \end{aligned} \quad (6.70)$$

$$\begin{aligned} R_{DC5A,kor1} &= R_{DC5A} \cdot (1 + a_{25A,15A} + a_{35A,15A} + a_{45A,15A}) \\ L_{DC5A,kor1} &= L_{DC5A} \cdot (1 + a_{25A,15A} + a_{35A,15A} + a_{45A,15A}) \end{aligned} \quad (6.71)$$

$$\begin{aligned} R_{DC5B,kor1} &= R_{DC5B} \cdot (1 + a_{25B,15B} + a_{35B,15B} + a_{45B,15B}) \\ L_{DC5B,kor1} &= L_{DC5B} \cdot (1 + a_{25B,15B} + a_{35B,15B} + a_{45B,15B}) \end{aligned} \quad (6.72)$$

Für die Berechnung der korrigierten Leitungsparameter der anderen Stromrichter ist mit den entsprechenden Korrekturfaktoren auf die gleiche Weise vorzugehen. Wie bereits beschrieben, können die korrigierten Leitungsparameter negativ sein, was aus physikalischer Sicht nicht möglich ist. Das Vorzeichen ist in diesem Zusammenhang als Spannungserhöhung bzw. -fall zu verstehen. Die charakteristischen Kurzschlussstrom-Kenngrößen der Stromrichter werden mit den äquivalent-korrigierten Leitungsparametern $R_{DC\ddot{a}q,kor}$ und $L_{DC\ddot{a}q,kor}$ bestimmt, die sich aus der Zusammenfassung der Parameter $R_{DC,kor}$ und $L_{DC,kor}$ des korrigierten Gleichstromnetzes ergeben. Die äquivalent-korrigierten Gleichstromwiderstände $R_{DC\ddot{a}q,kor}$ sind nach den Gleichungen (6.63)-(6.66) zu berechnen, wobei für die Gleichstromwiderstände der Leitungen die korrigierten Werte $R_{DC,kor}$ einzusetzen sind. Für die äquivalent-korrigierten Gleichstrominduktivitäten $L_{DC\ddot{a}q,kor}$ sind unter Verwendung der korrigierten Gleichstrominduktivitäten $L_{DC,kor}$ dieselben Gleichungen zugrunde zu legen. Die äquivalent-korrigierten Parameter müssen positiv sein, da sich sonst die Richtung der Teil-Kurzschlussströme umkehren müsste.

Das ursprüngliche, vermaschte Netz wird in vier Teilnetze zerlegt, die jeweils aus einem Stromrichter und einer äquivalent-korrigierten Leitung $L_{\ddot{a}q,kor}$ bestehen (Abbildung 6.31). Das unabhängige Teilnetz entspricht dem Stromrichter-Ersatzschaltbild aus Kapitel 5.1, welches für die Berechnung der charakteristischen Kurzschlussstrom-Kenngrößen verwendet wird.

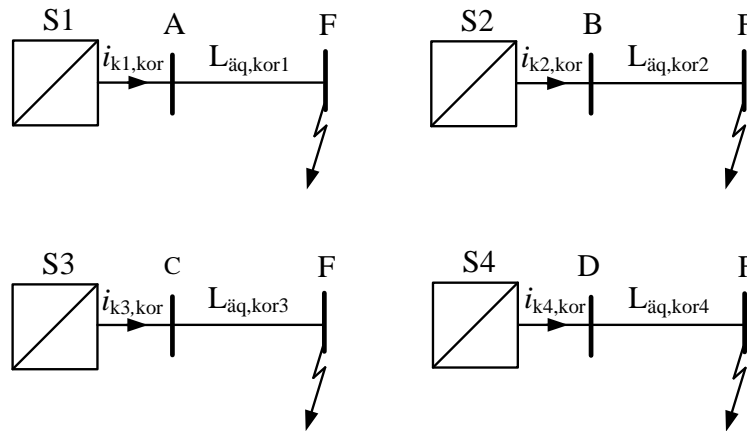


Abbildung 6.31 – Unabhängige Teilnetze mit äquivalent-korrigierter Leitung

In Abbildung 6.32 und Abbildung 6.33 sind die Teil-Kurzschlussströme der vier Stromrichter aus dem Originalnetz denen der korrigierten Teilnetze gegenübergestellt. Zusätzlich sind die Teil-Kurzschlussströme zu sehen, die bei unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigiertem Netz zum Fließen kommen. Für diesen Fall (nicht-korrigiert) treten die größten Amplituden auf. Beim Vergleich mit den Teil-Kurzschlussströmen aus dem Originalnetz sind deutliche Unterschiede insbesondere im transienten Bereich erkennbar. Durch die Korrektur werden die Teil-Kurzschlussströme dem tatsächlichen Verlauf angenähert. Im stationären Bereich decken sich die Teil-Dauerkurzschlussströme, während im transienten Bereich Unterschiede erkennbar sind, was auf den vereinfachten Ansatz zurückzuführen ist.

Der exakte Verlauf des Teil-Kurzschlussstroms kann nur in Ausnahmefällen, wie in Kapitel 6.1 beschrieben, durch ein Ersatznetz mit einem einzigen Stromrichter nachgebildet werden. Die Teil-Stoßkurzschlussströme aus dem korrigierten Ansatz geben aber mit ausreichender Genauigkeit die Amplituden aus dem Originalnetz wieder. Maximale Abweichungen von 4 % treten im Fall von Stromrichter S2 auf.

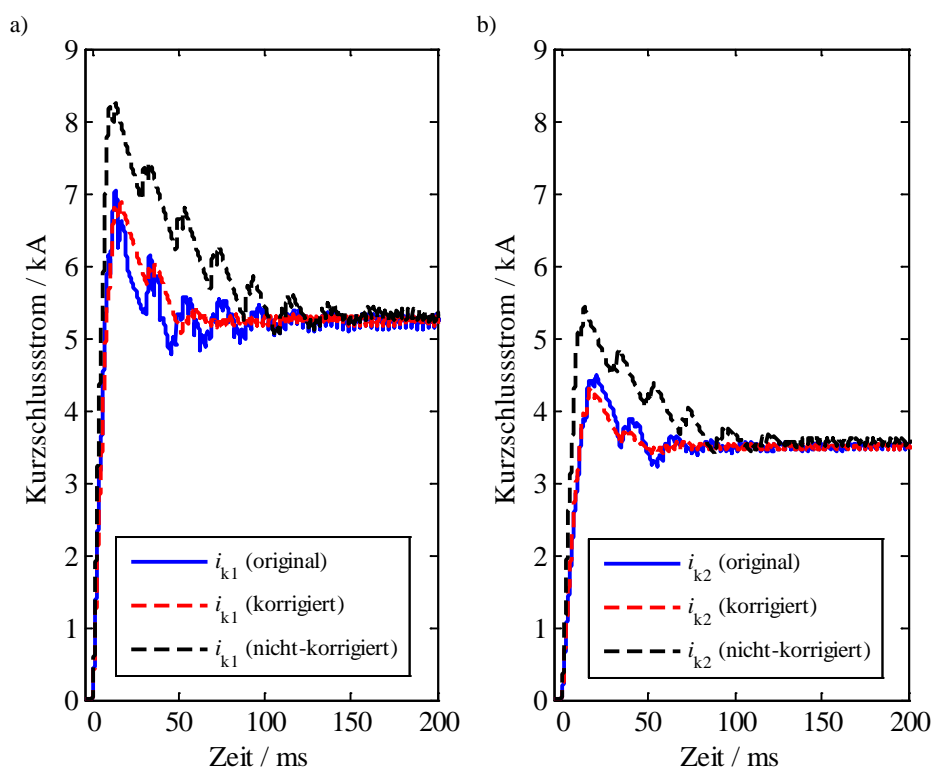


Abbildung 6.32 – Teil-Kurzschlussströme im vermaschten Netz (original) und bei unabhängiger Einspeisung im korrigierten Netz (korrigiert) und im ursprünglichen Netz (nicht-korrigiert):

- a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1
- b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2

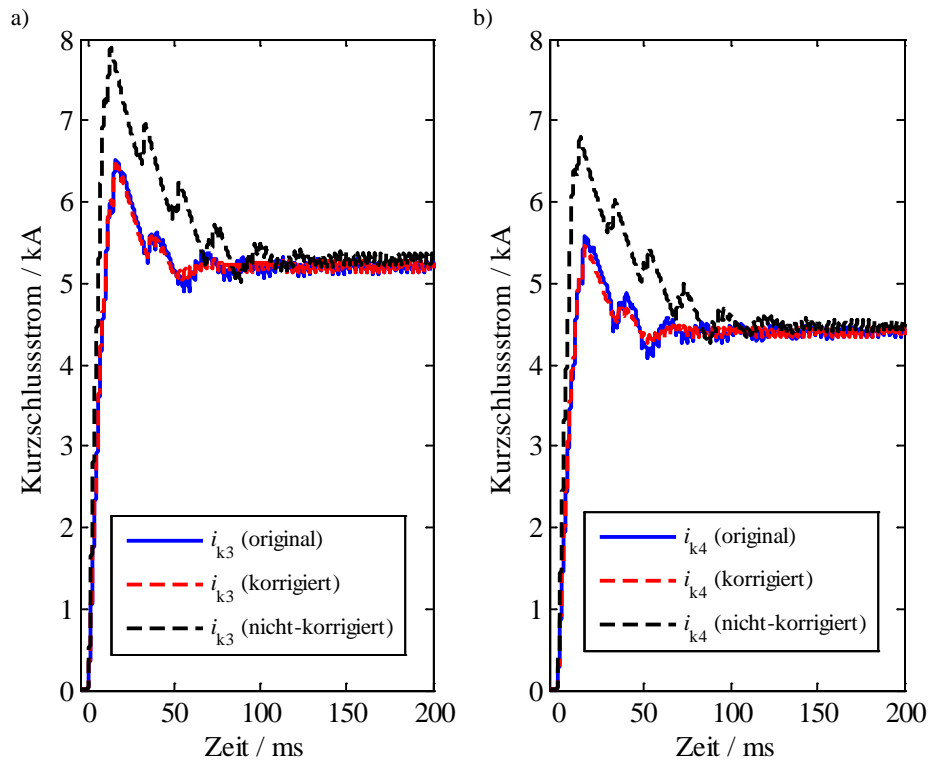


Abbildung 6.33 – Teil-Kurzschlussströme im vermaschten Netz (original) und bei unabhängiger Einspeisung im korrigierten Netz (korrigiert) und im ursprünglichen Netz (nicht-korrigiert):

- a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S3
 b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S4

Für die Berechnung der Leitungsströme werden die Gleichungen aus dem Anhang A3 zugrunde gelegt. Für die Leitungsparameter sind die korrigierten Werte anzusetzen. Ein Leitungsstrom aus dem Originalnetz (bspw. i_{k11}) ergibt sich aus der Superposition der vier Leitungsströme ($i_{k11,kor}$, $i_{k21,kor}$, $i_{k31,kor}$, $i_{k41,kor}$) aus den Teilnetzen nach Abbildung 6.30, wobei für die Leitungen, wie oben aufgeführt, die korrigierten Werte zu verwenden sind. In Abbildung 6.34 sind die Leitungsströme aus dem Originalnetz denen aus dem korrigierten Netz gegenübergestellt. Die Abweichungen zwischen den beiden Verläufen sind mit denen der Teil-Kurzschlussströme vergleichbar. Im Fall von i_{k33} (Abbildung 6.34c) weisen die Ströme im transienten Bereich einen stark unterschiedlichen Verlauf auf. Absolut gesehen sind die Unterschiede im Vergleich zu den anderen Leitungsströmen gering, da i_{k33} verhältnismäßig klein ist ($i_{k3max} = 0,16$ kA).

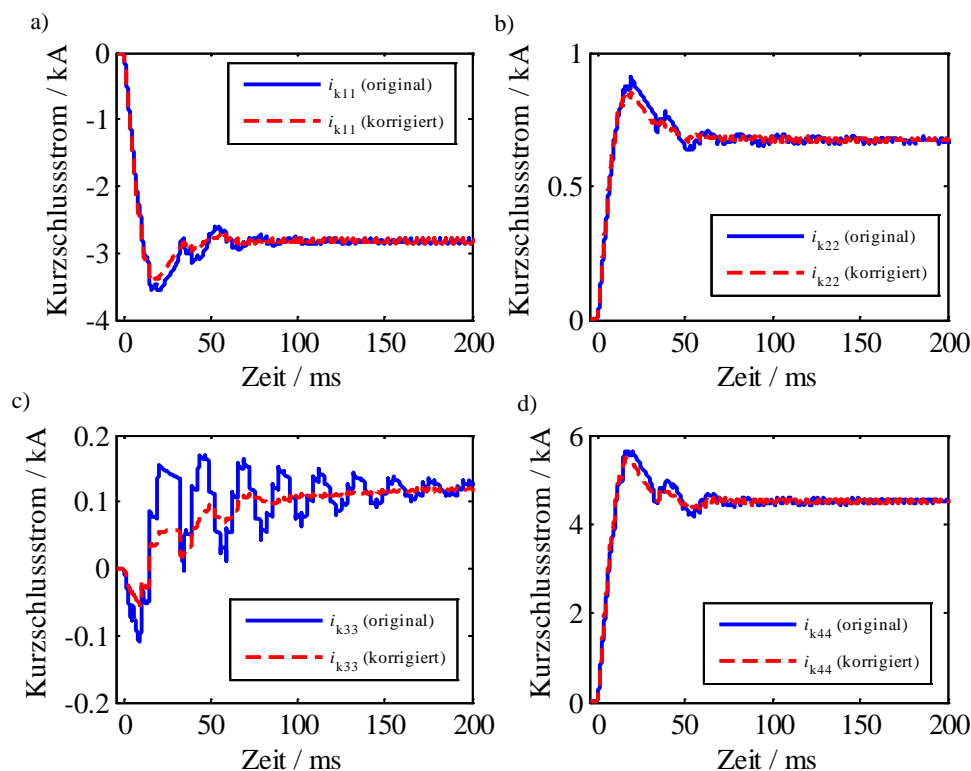


Abbildung 6.34 – Leitungsströme aus dem Originalnetz und aus dem korrigierten Netz:

- a) Leitung L1
- b) Leitung L2
- c) Leitung L3
- d) Leitung L4

6.3 Bewertung von Methode B

In Methode B wird die wechselseitige Beeinflussung zwischen Stromrichtern über Korrekturfaktoren berücksichtigt, die auf die Leitungsparameter der gemeinsamen Kurzschlusspfade angewendet werden. In Kapitel 6.1 und 6.2 wird die Wirksamkeit dieser Methode anhand verschiedener Beispielnetze (Abbildung 6.1, Abbildung 6.7, Abbildung 6.25, Abbildung 6.29) demonstriert. Um die Effektivität dieser Methode für einen größeren Variationsbereich bezüglich der Stromrichter und der Leitungen zu überprüfen, sollen im Folgenden für die oben aufgeführten Beispielnetze in 1000 Simulationsläufen die Unterschiede zwischen den Kurzschlussströmen aus dem Originalnetz und bei unabhängiger Einspeisung verglichen werden. Dazu werden in jedem Simulationslauf die Charakteristika der Stromrichter und der Leitungen zufällig festgelegt, wodurch sich eine sehr große Anzahl möglicher Szenarien ergibt. Der Variationsbereich ist für ausgewählte Parameter in Tabelle 6.4 zusammengefasst.

Nach jedem Simulationslauf werden die prozentualen Unterschiede zwischen den Dauer- und Stoßkurzschlussströmen aus dem Originalnetz ($I_{k,sim}$, $i_{p,sim}$) und dem korrigierten Netz bei unabhängiger Einspeisung ($I_{k,sim,kor}$, $i_{p,sim,kor}$), bzw. dem unveränderten Netz bei unabhängiger Einspeisung ($I_{k,sim,u}$, $i_{p,sim,u}$) bestimmt:

$$\Delta I_{k, \text{kor}} = \frac{I_{k, \text{sim}} - I_{k, \text{sim, kor}}}{I_{k, \text{sim}}}, \quad \Delta I_{k, \text{u}} = \frac{I_{k, \text{sim}} - I_{k, \text{sim, u}}}{I_{k, \text{sim}}} \quad (6.73)$$

$$\Delta i_{p, \text{kor}} = \frac{i_{p, \text{sim}} - i_{p, \text{sim, kor}}}{i_{p, \text{sim}}}, \quad \Delta i_{p, \text{u}} = \frac{i_{p, \text{sim}} - i_{p, \text{sim, u}}}{i_{p, \text{sim}}} \quad (6.74)$$

Tabelle 6.4 – Parametervariationsbereich für die Beispielnetze

Parameter	Variationsbereich
Anfangs-Kurzschlusswechselstrom des Netzes I_k	20, 30, ..., 60 kA
relative Kurzschlussspannung des Transformators u_{kr}	10 %, 15 %, 20 %
Bemessungsscheinleistung des Transformators S_{rT}	600 MVA, 900 MVA, 1200 MVA, 1500 MVA
Leitungstyp	Freileitung/Kabel (Tabelle A3.2 und Tabelle A3.3)
Leitungslänge l	10 km, 50 km, 100 km, 200 km, 300 km 500 km

Für das Beispielnetz aus Abbildung 6.1 sind die sortierten prozentualen Unterschiede für die Dauerkurzschlussströme I_{k1} und I_{k2} in Abbildung 6.35 und in Abbildung 6.36 dargestellt. Bei unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen liegen die Dauerkurzschlussströme immer über denen aus dem Originalnetz (Abbildung 6.35a, Abbildung 6.36a). Die Unterschiede liegen bei maximal -7 % und im Durchschnitt bei -1,2 % für beide Teil-Dauerkurzschlussströme. In 95 % der Simulationsdurchläufe liegt eine maximale Abweichung von -4 % vor. Nach der Korrektur sind die prozentualen Unterschiede deutlich kleiner (Abbildung 6.35b, Abbildung 6.36b). Die Abweichungen liegen bei maximal 0,5 % im positiven Bereich und -0,3 % im negativen Bereich und im Mittel bei etwa 0 %.

Die prozentualen Unterschiede für die Stoßkurzschlussströme i_{p1} und i_{p2} sind in Abbildung 6.37 und Abbildung 6.38 zu sehen. Hier fällt auf, dass bei unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen die resultierenden Stoßkurzschlussströme deutlich größer sind (Abbildung 6.37a, Abbildung 6.38a). Maximale Abweichungen liegen bei -27 % und im Durchschnitt bei -6 %. In 95 % der Simulationsläufe sind Abweichungen von maximal -15 % zu erwarten. Durch die Korrektur werden die Abweichungen im negativen Bereich deutlich reduziert (Abbildung 6.37b, Abbildung 6.38b). Es ist jedoch auch zu erkennen, dass im positiven Bereich durch die Korrektur die Abweichungen zugenommen haben. Maximale Abweichungen von 10% liegen vor. In 95 % der Simulationsläufe liegen die Abweichungen bei höchstens 5 %.

Für die Beispielnetze aus Abbildung 6.7, Abbildung 6.25 und Abbildung 6.29 werden ebenfalls die prozentualen Abweichungen bestimmt. Die Ergebnisse können den Abbildungen im Anhang A3 entnommen werden (Abbildung A3.2-Abbildung A3.13). Die aus dem vorangegangenen Beispiel erhaltenen Ergebnisse werden in diesen Darstellungen noch einmal bestätigt. Bei unabhängiger Betrachtung werden die tatsächlichen Amplituden insbesondere beim Stoßkurzschlussstrom stark überschätzt. Durch die Korrektur werden die Abweichungen reduziert. Nach der Korrektur sind die Dauerkurzschlussströme aus dem Originalnetz und dem korrigierten Netz annähernd identisch. Die Stoßkurzschlussströme können jedoch nach der Korrektur auch für diese Netze bis zu 10 % unter den tatsächlichen Amplituden liegen. In 95 % der Szenarien liegen ebenfalls die Abweichungen bei maximal 5 %.

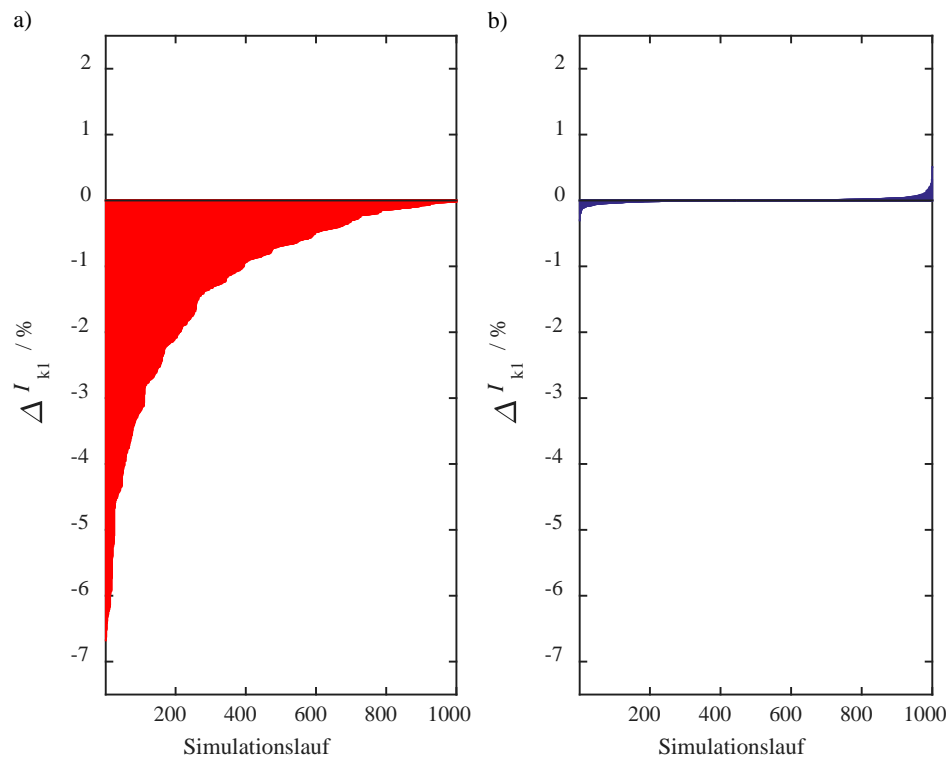


Abbildung 6.35 – Prozentualer Unterschied zwischen den Dauerkurzschlussströmen I_{k1} aus dem Originalnetz und bei:
 a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen
 b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

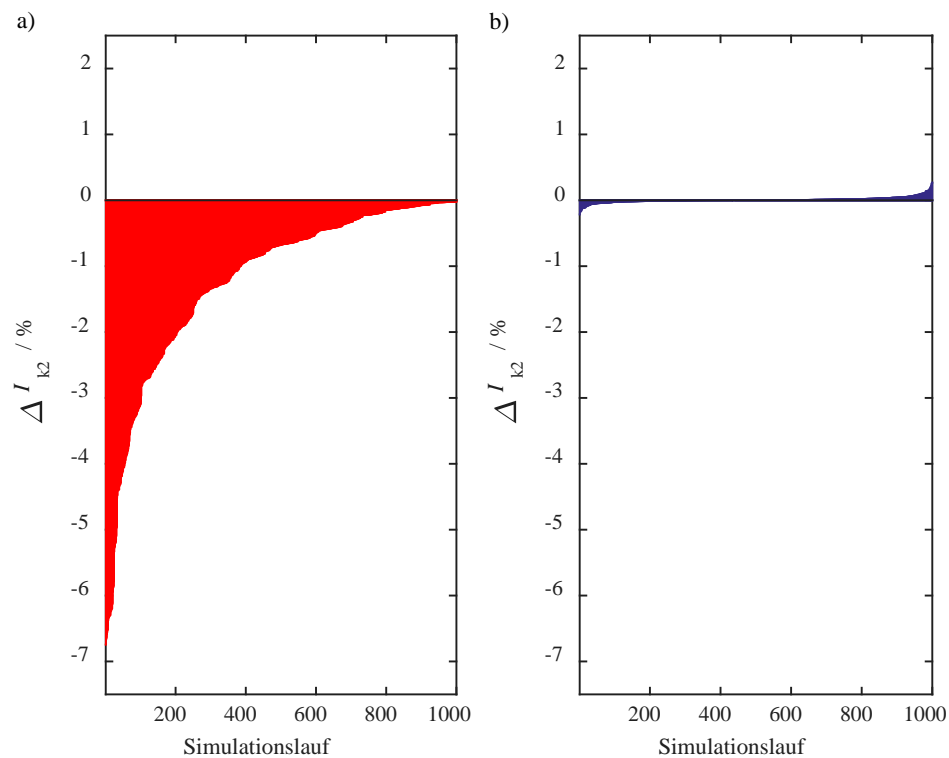


Abbildung 6.36 – Prozentualer Unterschied zwischen den Dauerkurzschlussströmen I_{k2} aus dem Originalnetz und bei:
 a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen
 b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

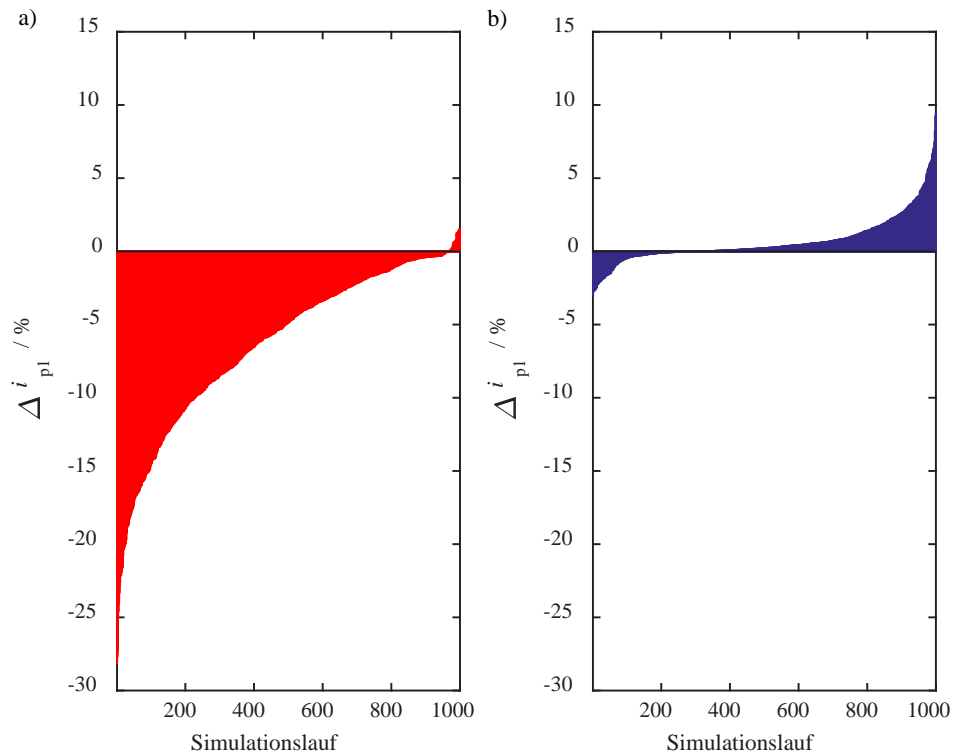


Abbildung 6.37 – Prozentualer Unterschied zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p1} aus dem Originalnetz und bei:
 a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen
 b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

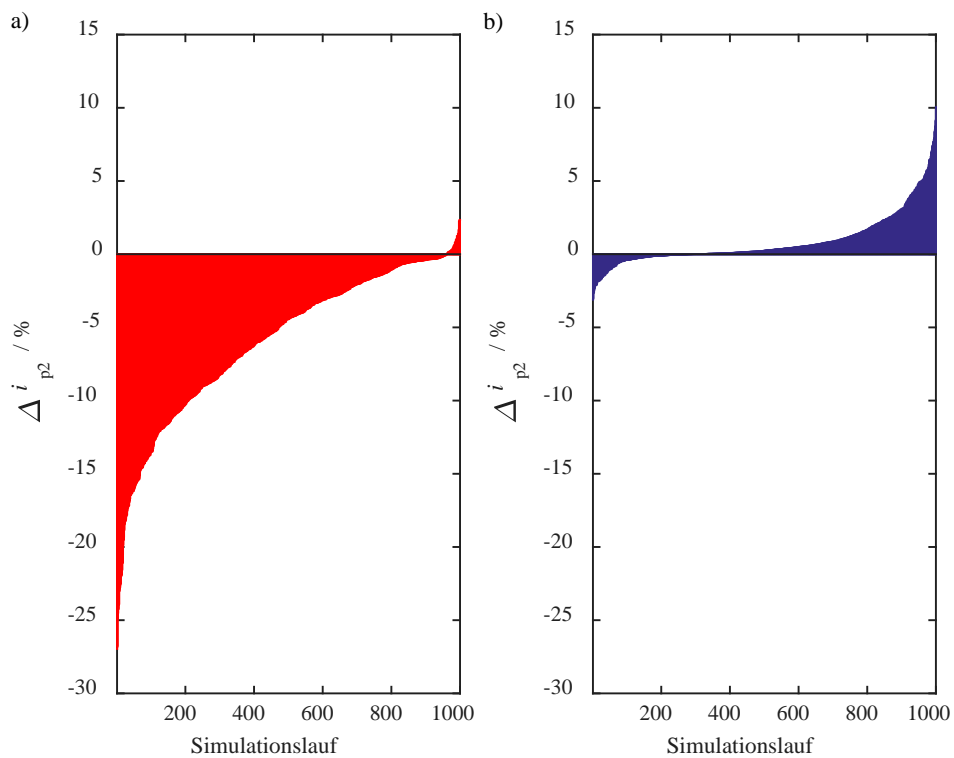


Abbildung 6.38 – Prozentualer Unterschied zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p2} aus dem Originalnetz und bei:
 a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen
 b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

6.4 Rechentechnische Implementierung von Methode B

In den Kapiteln 6.1 bis 6.3 wird Methode B auf repräsentative Gleichstromnetze angewendet. Generell kann jedes Gleichstromnetz durch die Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_K beschrieben werden:

$$\underline{Y}_K = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & -\underline{Y}_{12} & \dots & -\underline{Y}_{1n} \\ -\underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \dots & -\underline{Y}_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ -\underline{Y}_{n1} & -\underline{Y}_{n2} & \dots & \underline{Y}_{nn} \end{pmatrix} \quad (6.75)$$

Die Dimension der Matrix wird von der Anzahl der Knoten im Netzwerk bestimmt. Die Diagonalelemente $\underline{Y}_{11}, \underline{Y}_{22}, \dots, \underline{Y}_{nn}$ setzen sich jeweils aus der Summe der Admittanzen zusammen, die direkt mit dem entsprechenden Knoten verbunden sind. Die Nicht-Diagonalelemente sind die Admittanzen, die sich zwischen zwei unmittelbar benachbarten Knoten befinden. Diese sind negativ zu berücksichtigen.

Jeder Knoten weist gegenüber dem Bezugsknoten, der in diesem Fall den Fußpunkt des Kurzschlusses beschreibt, ein Potential $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_n$ auf. Zusammen mit den Summenquellenströmen $\underline{I}_{q1}, \underline{I}_{q2}, \dots, \underline{I}_{qn}$ ergibt sich folgendes Gleichungssystem:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_{q1} \\ \underline{I}_{q2} \\ \dots \\ \underline{I}_{qn} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & -\underline{Y}_{12} & \dots & -\underline{Y}_{1n} \\ -\underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \dots & -\underline{Y}_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ -\underline{Y}_{n1} & -\underline{Y}_{n2} & \dots & \underline{Y}_{nn} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \varphi_1 \\ \varphi_2 \\ \dots \\ \varphi_n \end{pmatrix} \quad (6.76)$$

Die Summenquellenströme setzen sich aus der vorzeichenrichtigen Addition der Quellenströme zusammen, die direkt in den jeweiligen Knoten hinein- bzw. hinausfließen. Ist ein Knoten nicht direkt mit einer Stromquelle verbunden, ist der Summenquellenstrom null.

In Methode B werden in einem ersten Schritt die Teil-Dauerkurzschlussströme der Stromrichter unabhängig voneinander berechnet. Der Stromvektor aus Gleichung (6.76) enthält daher nur ein Element ungleich null, welches dem entsprechenden Teil-Dauerkurzschlussstrom $\underline{I}_{kx,u}$ entspricht, der am Knoten x eingespeist wird. Das Potential am Knoten x wird nach der Cramerschen Regel berechnet:

$$\varphi_x = \frac{\det(\underline{Y}_K^{(x)})}{\det(\underline{Y}_K)} \quad (6.77)$$

Im Nenner von Gleichung (6.77) steht die Determinante der Knotenadmittanzmatrix und im Zähler die Determinante folgender Matrix:

$$\underline{Y}_K^{(x)} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \dots & 0 & \dots & -\underline{Y}_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \underline{I}_{kx,u} & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ -\underline{Y}_{n1} & \dots & 0 & \dots & \underline{Y}_{nn} \end{pmatrix} \quad (6.78)$$

Die Matrix entspricht somit der Knotenadmittanzmatrix, wobei der Spaltenvektor, der dem Knoten x zugeordnet ist, durch den entsprechenden Stromvektor ersetzt wird.

Die Gesamtadmittanz bezüglich der Stromrichtereinspeisung berechnet sich aus dem Potential am Knoten x und dem Teil-Dauerkurzschlussstrom:

$$\underline{Y}_{gesx} = \frac{\underline{I}_{kx,u}}{\underline{\varphi}_x} \quad (6.79)$$

Der Teil-Dauerkurzschlussstrom muss im Vorfeld nicht bekannt sein, da er ebenfalls im Zähler von $\underline{\varphi}_x$ steht und daher herausgekürzt wird. Der Gleichstromwiderstand des gesamten Netzwerks aus Sicht der Einspeisung ist als Kehrwert in \underline{Y}_{gesx} enthalten. Mit diesem wird nach Gleichung (6.23) der Teil-Dauerkurzschlussstrom $\underline{I}_{kx,u}$ berechnet. Die Potentiale an allen Knoten des Netzwerks können nun mit Gleichung (6.77) bestimmt werden.

Die Leitungsströme, die für die Berechnung der Korrekturfaktoren zugrunde gelegt werden, ergeben sich aus den entsprechenden Spannungen über den Zweigen und den Zweigadmittanzen:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_{12,u} \\ \underline{I}_{23,u} \\ \dots \\ \underline{I}_{xy,u} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{12} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \underline{Y}_{23} & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & \dots & \underline{Y}_{xy} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{12} \\ \underline{U}_{23} \\ \dots \\ \underline{U}_{xy} \end{pmatrix} \quad (6.80)$$

mit

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{12} \\ \underline{U}_{23} \\ \dots \\ \underline{U}_{xy} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{\varphi}_1 - \underline{\varphi}_2 \\ \underline{\varphi}_2 - \underline{\varphi}_3 \\ \dots \\ \underline{\varphi}_x - \underline{\varphi}_y \end{pmatrix} \quad (6.81)$$

Für jeden Stromrichter werden die unbeeinflussten Leitungsströme nach den Gleichungen (6.75)-(6.81) berechnet. Die Berechnungsansätze für die einzelnen Stromrichter unterscheiden sich ausschließlich durch den jeweiligen Stromvektor. Mit den unbeeinflussten Leitungsströmen werden die Korrekturfaktoren nach Gleichung (6.24) bestimmt, mit denen wiederum die Admittanzen der gemeinsamen Kurzschlusspfade korrigiert werden. Die korrigierten Teil-Kurzschlussströme werden auf der Grundlage der korrigierten Knotenadmittanzmatrix und den Gleichungen (6.23), (6.77)-(6.79) ermittelt.

Im Anhang A3 ist das Verfahren am Beispiel des Gleichstromnetzes aus Abbildung 6.29 ausführlich beschrieben. Grundsätzlich ist in radialen und vermaschten Netzen auf die gleiche Weise vorzugehen.

6.5 Zusammenfassung

Bei einem Kurzschluss in Gleichstromnetzen liegt eine wechselseitige Beeinflussung zwischen Stromrichtern vor, wenn diese über einen gemeinsamen Kurzschlusspfad speisen. Der Teil-Kurzschlussstrom des einzelnen Stromrichters verursacht einen Spannungsfall über dem gemeinsamen Pfad, der der treibenden Spannung des jeweils anderen Stromrichters entgegenwirkt. Diese Spannungsverminderung führt zu einer Reduktion der Teil-Kurzschlussströme der Stromrichter. Stoß- und Dauerkurzschlussstrom weisen kleinere Amplituden auf und die Anstiegszeit des Kurzschlussstroms ist erhöht. Dieser Effekt ist auf die Kurzschlussstrom-Kenngrößen umso größer, je länger der gemeinsame Kurzschlusspfad ist.

In der Arbeit von Nietsch [76] wird für die Berücksichtigung der wechselseitigen Beeinflussung bei der Berechnung der Kurzschlussstrom-Kenngrößen das Originalnetz als vereinfachtes Gleichstromnetz nachgebildet. Die Stromrichter werden dabei als Gleichspannungsquellen mit ohmschem Innenwiderstand repräsentiert. In dem vereinfachten Netz wird der stationäre Teil-Dauerkurzschlussstrom eines Stromrichters mit dem Superpositionsverfahren berechnet. In einem zweiten Gleichspannungs-Ersatznetz wird nur ein Stromrichter betrachtet. Der Einfluss anderer Stromrichter wird als Gegenspannung im gemeinsamen Kurzschlusspfad berücksichtigt. Durch das Gleichsetzen der Teil-Dauerkurzschlussströme aus beiden Ersatznetzen kann ein Korrekturfaktor abgeleitet werden, der die Spannungsreduktion durch die anderen Stromrichter beinhaltet. Mit diesem Faktor wird der von anderen Quellen unabhängig berechnete Dauerkurzschlussstrom korrigiert. Die Anwendung dieser Methode, welche hier als Methode A bezeichnet wird, hat gezeigt, dass durch die Korrektur der tatsächlich auftretende Dauerkurzschlussstrom angenähert wird. Es treten jedoch Abweichungen auf, die bezüglich des Dauerkurzschlussstroms nicht so kritisch zu bewerten sind, da diese auf der sicheren Seite liegen. Da der unabhängig berechnete Stoßkurzschlussstrom mit dem gleichen Korrekturfaktor angepasst wird, kann der tatsächliche Wert stark überschätzt werden, weil dieser durch die wechselseitige Beeinflussung stärker abnimmt. Außerdem werden durch diesen Faktor die Veränderung anderer Kurzschlussstrom-Kenngrößen wie die Anfangsteilheit und die Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom nicht erfasst.

In dieser Arbeit wird ein zweiter Berechnungsansatz (Methode B) vorgeschlagen, der aus der ursprünglichen Sechspulsbrücken-Ersatzschaltung hergeleitet wird. Gegenüber der unabhängigen Berechnung wird die Differentialgleichung für die Berechnung des Teil-Kurzschlussstroms bei wechselseitiger Beeinflussung um einen Term ergänzt, der den durch den anderen Stromrichter bewirkten Spannungsfall beschreibt. Wäre das Verhältnis, das die beiden Teil-

Kurzschlussströme zueinander haben, bekannt, würde sich die Differentialgleichung vereinfachen, so dass diese nur noch von einem Teil-Kurzschlussstrom abhängt. Durch diese Substitution vergrößern sich die Parameter des gemeinsamen Kurzschlusspfads prozentual um das Kurzschlussstrom-Verhältnis. Für den Fall gleicher Teil-Kurzschlussströme würden sich die Werte der Parameter bspw. verdoppeln. Da die Teil-Kurzschlussströme im Vorfeld jedoch unbekannt sind, wird als Korrekturfaktor, mit dem die Leitungsparameter des gemeinsamen Kurzschlusspfads angepasst werden, das Verhältnis der unabhängigen Teil-Dauerkurzschlussströme zugrunde gelegt. Durch diesen Berechnungsansatz können die Kurzschlussstrom-Kenngrößen mit den korrigierten Leitungsparametern unabhängig voneinander berechnet werden.

Methode B wird auf verschiedene radiale Netzkonfigurationen angewendet. Die Dauerkurzschlussströme aus dem Originalnetz und nach der Korrektur stimmen überein. Zwischen den Stoßkurzschlussströmen ergeben sich geringe Abweichungen. Die Kurzschlussstrom-Kenngrößen „Anfangssteilheit“ und „Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom“ können durch die Korrektur mit ausreichender Genauigkeit berechnet werden.

Methode B lässt sich auch auf vermaschte Netzstrukturen anwenden. In diesem Fall sind, aufgrund des Stromflusses in vermaschten Netzen, alle Leitungsparameter zu korrigieren. Da der Teil-Kurzschlussstrom eines Stromrichters sich auf mehrere Leitungsabschnitte aufteilt, sind für die Bestimmung der Korrekturfaktoren die in den Leitungsabschnitten fließenden Dauerkurzschlussströme zugrunde zu legen. Die Korrekturfaktoren können zudem auch negativ sein, was von der Stromrichtung der ins Verhältnis zu setzenden Leitungsströme abhängt. Nach der Korrektur können die Kurzschlussstrom-Kenngrößen, wie auch beim radialen Netz, unabhängig voneinander berechnet werden.

Zur Verifizierung der Methode werden für jedes Beispielnetz – radial und vermascht – in 1000 Simulationsläufen die Eigenschaften der Drehstromseite und des Leitungssystems zufällig festgelegt. Für jeden Simulationslauf werden die prozentualen Abweichungen zwischen den Dauer- und Stoßkurzschlussströmen aus dem Originalnetz und dem korrigierten Netz bestimmt. Durch die Korrektur stimmen die Dauerkurzschlussströme in allen Szenarien in etwa überein. Bei den Stoßkurzschlussströmen können die Abweichungen gegenüber der unabhängigen Berechnung deutlich reduziert werden. Jedoch können nach der Korrektur die Stoßkurzschlussströme um maximal 10 % unter dem tatsächlichen Wert liegen. In diesem Zusammenhang wäre die Einführung eines Sicherheitsfaktors sinnvoll, der einen Wert im Bereich 5-10 % hat.

In einer rechentechnischen Implementierung von Methode B wird das Gleichstromnetz durch die Knotenadmittanzmatrix beschrieben. Auf dieser Grundlage werden für jeden Stromrichter einzeln die Leitungsströme berechnet, mit denen die Korrekturfaktoren der Leitungen bestimmt werden können. Die entsprechenden Admittanzen der Knotenadmittanzmatrix werden korrigiert und über die resultierende Knotenadmittanzmatrix werden die korrigierten Teil-Kurzschlussströme berechnet.

7 Fazit und Ausblick

7.1 Fazit

Die zunehmende Durchdringung erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Hoch- und Höchstspannungsbereich – vor allem durch große Offshore-Windparks – macht den Einsatz der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung erforderlich. Dafür eignet sich insbesondere die selbstgeführte HGÜ, die gegenüber der netzgeführten HGÜ hinsichtlich Platzbedarf, Blindleistungskompensation und Regelung wesentliche Vorteile aufweist.

Für die Anbindung großer dezentraler Erzeugungsanlagen bieten sich Gleichstromnetze an, die im Vergleich zu Punkt-zu-Punkt-Verbindungen aufgrund der Vernetzung eine höhere Verfügbarkeit aufweisen und einen effizienteren Energieaustausch ermöglichen. Bei der Auslegung der Betriebsmittel und des Schutzsystems eines solchen Gleichstromnetzes ist die Kenntnis der Kurzschlussströme zwingend notwendig, die bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite zum Fließen kommen.

Der Kurzschlussstrom im Gleichstromnetz wird durch die Beiträge von Stromrichtern, Filtern und Leitungen bestimmt. Diese hängen wiederum jeweils von den Eigenschaften der einspeisenden Drehstromnetze, der Stromrichterstationen und des Gleichstromnetzes ab.

Der Stromrichter Kurzschlussstrom wird entscheidend durch die Impedanz des Transformators und des Stromrichters begrenzt. Dies gilt insbesondere für starke Drehstromnetze, da in diesen Fällen die Impedanz der Einspeisung vergleichsweise gering ist. Werden Stromrichter aus verhältnismäßig schwachen Netzen gespeist, dominiert die Netzimpedanz die Gesamtimpedanz auf der Drehstromseite, so dass relativ kleine Kurzschlussströme auftreten. Der transiente Verlauf des Stromrichter Kurzschlussstroms hängt zusätzlich vom Fehlerort im Gleichstromnetz ab, da dieser die Leitungsimpedanz zwischen dem Stromrichteranschlusspunkt und der Fehlerstelle bestimmt. Maximale Amplituden mit kurzen Anstiegszeiten sind direkt am Anschlusspunkt des Stromrichters zu erwarten. Mit zunehmendem Abstand wird der Kurzschlussstrom aufgrund der Leitungsparameter stärker gedämpft.

Kondensator- und Filterkonfigurationen tragen aufgrund deren Entladung nach Fehlereintritt zum Kurzschlussstrom bei. Hierbei spielt die Gleichspannung vor dem Kurzschluss eine wichtige Rolle, da diese proportional zum Energieinhalt des Filters bzw. des Kondensators ist. Des Weiteren entscheiden die Filter-/Kondensatorparameter und der Abstand zwischen der Konfiguration und dem Fehlerort über den Verlauf, die Frequenz und die Amplitude des Entladestroms. Da die Leitungsparameter frequenzabhängig sind, wird der Entladevorgang auch davon beeinflusst.

Das Leitungssystem des Gleichstromnetzes wird ebenfalls während des Kurzschlusses entladen. Die Amplitude des Entladestroms ist proportional zur Gleichspannung und umgekehrt proportional zum Wellenwiderstand der Leitung. Da Kabel einen relativ kleinen Wellenwiderstand aufweisen, treten im ersten Augenblick nach Kurzschlusseintritt große Amplituden auf. Im Fall von Freileitungen sind die Amplituden aufgrund des großen Wellenwiderstands sehr gering. Der zeitliche Verlauf wird von der Ausbreitungskonstante der Leitung und der Topologie des Netzwerks bestimmt. Da die Dämpfungskonstanten der Leitungen – insbesondere bei Kabeln – relativ groß sind, beträgt die Dauer der Entladung nur wenige Millisekunden.

Der Kurzschlussstrom im Gleichstromnetz kann durch verschiedene Kenngrößen beschrieben werden, die für die Auslegung des Systems relevant sind. Diese sind: Stoßkurzschlussstrom, Dauerkurzschlussstrom, Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom und Anfangsteilheit. Für die Berechnung der Kenngrößen wird der Stromrichter als passives Element mit blockierten Leistungshalbleitern berücksichtigt. Die Leitung wird mit konzentrierten Parametern nachgebildet, die für eine bestimmte Frequenz berechnet werden. Bei einer konservativen Betrachtung kann für den ohmschen Widerstand der Wert bei 0 Hz und für die Induktivität der Wert bei 50 Hz zugrunde gelegt werden. Als Stromrichtertypen werden die Sechspulsbrücke, die Zwölfpulsbrücke, der Zweipunktstromrichter und der Mehrpunktstromrichter in monopolarer und bipolarer Konfiguration unterschieden. Für den Zweipunktstromrichter sind gegenüber der Sechspulsbrücke zusätzlich Gleichspannungskondensatoren und für den Mehrpunktstromrichter Arminduktivitäten zu berücksichtigen. Die Berechnung der Kurzschlussstrom-Kenngrößen erfolgt teilweise analytisch und teilweise durch Näherungsfunktionen, was vom Stromrichtertyp und der Kenngröße abhängt.

Für die Berechnung von Kondensator- und Filterkurzschlussströmen werden ebenfalls konzentrierte Leitungsparameter verwendet, wobei die Frequenz der Parameter iterativ ermittelt werden muss. Die Vernachlässigung des Stromrichterbeitrags bei der Berechnung des Kondensator-/Filterkurzschlussstroms führt zu einem konservativen Ergebnis, da dieser den Entladestrom reduzieren würde.

Der Entladestrom der Leitung kann dem des Stromrichters überlagert werden. Dieser ist, wie oben beschrieben, nur in den ersten Millisekunden nach Kurzschlusseintritt relevant. Für die Bestimmung der Wellenparameter ist ebenfalls die Kenntnis der Frequenz erforderlich, die für einen einzelnen Leitungsabschnitt iterativ berechnet werden kann. In größeren Netzwerken muss die Höhe und der Verlauf des Entladestroms abgeschätzt werden, da aufgrund von Mehrfachreflexionen eine genaue Berechnung auf einfache Weise nicht möglich ist.

Der Laststrom ist bei der Berechnung des Kurzschlussstroms zu vernachlässigen, da im unbelasteten Fall die größten Stromrichterkurzschlussströme auftreten. Die Anwendung eines Sicherheitsfaktors ist nicht notwendig.

Bei einem Kurzschluss im Gleichstromnetz führt die Wechselwirkung zwischen den einzelnen Stromrichtern zu einer Reduktion des jeweiligen Teil-Kurzschlussstroms. Es kommt zur wechselseitigen Beeinflussung, wenn mehrere Stromrichter über einen gemeinsamen Leitungspfad den Kurzschluss speisen, da der Spannungsfall auf der Leitung der treibenden Spannung des entsprechenden Stromrichters entgegenwirkt. Auf der Basis dieses Spannungsfalls werden Korrekturfaktoren für die Leitungsabschnitte ermittelt, über die mehrere Teil-Kurzschlussströme fließen. Für jeden Stromrichter kann nun ein korrigiertes Gleichstromnetz bestimmt werden, mit dem die Kenngrößen des Teil-Kurzschlussstroms berechnet werden können. Nach der Korrektur stimmen die korrigierten Teil-Dauerkurzschlussströme mit denen aus dem Originalnetz überein. Die Stoßkurzschlussströme können durch die Korrektur in bestimmten Fällen geringfügig unter dem tatsächlichen Wert liegen, weswegen die Einführung eines Sicherheitsfaktors sinnvoll wäre. Mit Hilfe der Knotenadmittanzmatrix kann die Methode für beliebige – radiale und vermaschte – Gleichstromnetze rechentechnisch implementiert werden.

7.2 Ausblick

In dieser Arbeit wurde der Schwerpunkt auf den Kurzschlussstrombeitrag von Stromrichtern gelegt, insbesondere bei der Betrachtung der wechselseitigen Beeinflussung der Quellen bei einem Kurzschluss im Gleichstromnetz. In weiteren Arbeiten sollte untersucht werden, wie stark sich die wechselseitige Beeinflussung auf den Entladestrom von Kondensatoren und Filtern auswirkt. Dabei ist ebenfalls zu überlegen in welchem Frequenzbereich die Leitungen zu berücksichtigen sind, damit die entsprechenden Leitungsparameter in der Berechnungsmethode direkt verwendet werden können.

Der Mehrpunktstromrichter mit Vollbrückenmodulen wurde in dieser Arbeit nicht betrachtet, da dieser den eigenen Kurzschlussstrombeitrag durch die Regelung aktiv beeinflussen kann. Für diesen Stromrichtertyp sollte aufgezeigt werden, wie sich das Regelungskonzept und die Regelungsparameter auf die Amplitude und den Verlauf des Kurzschlussstroms auswirken. Darüber hinaus ist zu diskutieren, wie dessen Kurzschlussstrombeitrag in der Kurzschlussstromberechnung berücksichtigt werden kann.

Für die Auslegung zukünftiger Gleichstromnetze sind standardisierte Kurzschlussstromberechnungsmethoden notwendig, die dem Anwender in einfacher Weise ein Ergebnis für den Kurzschlussstrom auf der sicheren Seite liefern sollen. In diesem Zusammenhang ist zu überlegen, wie die in dieser Arbeit vorgeschlagenen Berechnungsansätze und durchgeführten Untersuchungen in Normen für die Kurzschlussstromberechnung in Gleichstromnetzen einfließen können.

Literaturverzeichnis

- [1] ABB. *HVDC Light® - It's time to connect*. Technischer Bericht. Ludvika, 2010.
- [2] ABB. *HVDC Light® - It's time to connect*. Technischer Bericht. Ludvika, 2013.
- [3] ABB. *HVDC Classic – Reference list – Thyristor valve projects and upgrades*. Pow-0013 Rev. 12. Ludvika, 2012.
- [4] ABB. *HVDC Light & SVC Light Reference list*. Pow-0027 Rev. 13. Ludvika, 2012.
- [5] ABB. *Special Report – 60 years of HVDC*. ABB review. Ludvika, 2014.
- [6] ABB. <http://new.abb.com/systems/hvdc/hvdc-light> (letzter Zugriff am 01.02.2016)
- [7] ABB. <http://new.abb.com/cables/cables/hvdc-mi-cables> (letzter Zugriff am 01.02.2016)
- [8] ABB. <http://abbcloud.blob.core.windows.net/public/images/cb573db3-d039-4f77-b556-cb7d3710b8ea/preview.jpg> (letzter Zugriff am 01.02.2016)
- [9] ABB. [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/2b9e91d0511f2866c1257dda003cb580/\\$file/02_Vor_PK+2015_DC+Kabel_03.jpg](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/2b9e91d0511f2866c1257dda003cb580/$file/02_Vor_PK+2015_DC+Kabel_03.jpg) (letzter Zugriff am 01.02.2016)
- [10] Achenbach S, Barry V, Bayfield CH, Coventry PF. "Increasing the GB electricity transmission network's power transfer capability between North and South – The Western HVDC Link". 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission. Birmingham, 2012.
- [11] Adam P, Kowal J. "Medgrid – An industrial initiative for the development of interconnections between the Mediterranean power grids". 15th European Conference on Power Electronics and Applications. Lille, 2013.
- [12] Alstom Grid. *HVDC – Connecting to the future*. Levallois-Perret, 2010.
- [13] Alstom Grid. *HVDC-VSC: transmission technology of the future*. Technischer Bericht. Stafford, 2011.
- [14] Ametani A. "A general formulation of impedance and admittance of cables". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-99. No. 3, 1980.
- [15] Arrillaga J, Liu YH, Watson NR. *Flexible Power Transmission – The HVDC Options*. John Wiley & Sons. Chichester, 2007.
- [16] Bahrman M, Bjorklund P-E. "The New Black Start – System Restoration with Help from Voltage-Sourced Converters". IEEE power & energy magazine, 2014.
- [17] Balzer G, Müller H. "Capacitor Commutated Converters for High Power HVDC Transmission". Seventh International Conference on AC-DC Power. Conf. Publ. No. 485. IET, 2001.
- [18] Balzer G. *Elektrische Energieversorgung I*. Vorlesungsskript. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2009.
- [19] Balzer G, Nelles D, Tuttas C. *Kurzschlussstromberechnung nach IEC und DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2002-07*. VDE Verlag. Berlin, Offenbach, 2009.
- [20] Beddard AJ. "Factors Affecting the Reliability of VSC-HVDC for the Connection of Offshore Windfarms". Dissertation. Manchester: University of Manchester, 2014.
- [21] Bucher MK. "Transient Fault Currents in HVDC VSC Networks During Pole-to-Ground Faults". Dissertation. Zürich: ETH Zürich, 2014.
- [22] Bucher MK, Franck CM. "Comparison of Fault Currents in Multiterminal HVDC Grids with Different Grounding Schemes". IEEE PES General Meeting. Washington, 2014.
- [23] Cao J. "HVDC in China". EPRI HVDC & FACTS Conference. Palo Alto, 2013.

-
- [24] Carlson A. "Specific requirements on HVDC converter transformers". ABB Transformers AB. Ludvika Sweden, 2005.
- [25] Ceballos S, Pou J, Choi S, Saeedifard M, Agelidis V. "Analysis of Voltage Balancing Limits in Modular Multilevel Converters". IECON 2011 – 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society. Melbourne, 2011.
- [26] CENELEC. *Technical Guidelines for Radial HVDC Networks*. CLC/TR 50609. Brüssel, 2014.
- [27] Cigré Working Group 14.03. *DC Side Harmonics and Filtering in HVDC Transmission Systems*. Cigré Brochure 92. Paris, 1995.
- [28] Cigré Working Group 14.05. *Commutation Failures – Causes and Consequences*. Cigré Brochure 103. Paris, 1995.
- [29] Cigré Working Group 14.07. *Guide for Planning DC Links Terminating at AC System Locations having Low Short-Circuit Capacities*. Cigré Brochure 115. Paris, 1997.
- [30] Cigré Working Group 14.30. *Guide to the Specification and Design Evaluation of AC Filters for HVDC Systems*. Cigré Brochure 139. Paris, 1999.
- [31] Cigré Working Group 14.28. *Active Filters in HVDC Applications*. Cigré Brochure 223. Paris, 2003.
- [32] Cigré Working Group B4.37. *VSC Transmission*. Cigré Brochure 269. Paris, 2005.
- [33] Cigré Working Group B4.34. *Capacitor Commutated Converters (CCC) – Digital modeling and Benchmark circuit*. Cigré Brochure 352. Paris, 2008.
- [34] Cigré Joint Working Group B2/B4/C1.17. *Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects*. Cigré Brochure 388. Paris, 2009.
- [35] Cigré Working Group B4.46. *Voltage Source Converter HVDC for Power Transmission – Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies*. Cigré Brochure 492. Paris, 2012.
- [36] Cigré Working Group B4.52. *HVDC Grid Feasibility Study*. Cigré Brochure 533. Paris, 2013.
- [37] Cigré Working Group B4/C1.65. *Recommended Voltages for HVDC Grids*. Entwurf. Paris, 2014.
- [38] Chaudhuri NR, Chaudhuri B, Majumder R, Yazdani A. *Multi-terminal Direct-Current Grids*. John Wiley & Sons. New Jersey, 2014.
- [39] Denetiere S, Nguefeu S, Saad H, Mahseredjian J. "Modeling of Modular Multilevel Converters for the France-Spain link". International Conference on Power Systems Transients. Vancouver, 2013.
- [40] Déri A, Tevan G. "Mathematical verification of Dubanton's simplified calculation of overhead transmission line parameters and its physical interpretation". Archiv für Elektrotechnik 63, 1981.
- [41] Deutsches Institut für Normung. *Kurzschlussströme in Gleichstrom-Eigenbedarfsanlagen in Kraftwerken und Schaltanlagen – Berechnung der Kurzschlussströme*. DIN EN 61660-1. Berlin, 1998.
- [42] Deutsches Institut für Normung. *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen – Teil 0: Berechnung der Ströme*. DIN EN 60909-0. Berlin, 2002.
- [43] Dommel HW. "Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multiphase Networks". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. PAS-88. No. 4, 1969.
- [44] FOSG WG 2. *Roadmap to the Supergrid Technologies*. Update Report. Brüssel, 2014.
-

-
- [45] Franck CM. "HVDC Circuit Breakers: A Review Identifying Future Research Needs". IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 26. No. 2, 2011.
- [46] Gellings CW. "A Globe-Spanning Supergrid". IEEE Spectrum, 2015.
- [47] Groschupf E. "Simulation transienter Vorgänge auf Leitungssystemen der Hochspannungs-Gleichstrom- und Drehstromübertragung". Dissertation. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 1976.
- [48] Gustafsson A, Saltzer M, Farkas A, Ghorbani H, Quist T, Jeroense M. "HVDC, the Next Generation of Transmission: Highlights with Focus on Extruded Cable Systems". IEEE Transactions on electrical and Electronic Engineering. Vol. 5, 2010.
- [49] Gustafsson A, Saltzer M, Farkas A, Ghorbani H, Quist T, Jeroense M. *The new 525 kV extruded HVDC cable system – World's most powerful extruded cable system*. ABB Grid Systems. Technischer Bericht. Ludvika, 2014.
- [50] Gustavsen B, Irwin G, Magelrod R, Brandt D, Kent K. "Transmission line models for the simulation of interaction phenomena between parallel AC and DC overhead lines". International Conference on Power Systems Transients. Budapest, 1999.
- [51] Häfner J, Jacobson B. "Proactive Hybrid HVDC Breakers – A key innovation for reliable HVDC grids". Cigré Conference. Bologna, 2011.
- [52] Hinrichsen V. *Wanderwellen*. Vorlesungsfolien Hochspannungstechnik. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2013.
- [53] Hofmann L. "Modellierung von Freileitungen mit frequenzabhängigen Parametern im Kurzzeitbereich". Dissertation. Hannover: Universität Hannover, 1998.
- [54] Ingemansson D, Wheeler JD, MacLead NM, Gallon F, Ruiton O. "The South-West Scheme: a new HVAC and HVDC transmission system in Sweden". 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission. Birmingham, 2012.
- [55] Jeroense M. *The new 525 kV extruded HVDC cable system*. ABB Grid Systems. Technischer Bericht. Ludvika, 2014.
- [56] Jovcic D, Van Hertem D, Linden K, Taisne JP, Grieshaber W. "Feasibility of DC Transmission Networks". IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies. Manchester, 2011.
- [57] Kiessling F, Nefzger P, Nolasco JF, Kaintzyk U. *Overhead Power Lines – Planning, Design, Construction*. Springer-Verlag. Berlin, 2003.
- [58] Köhler A. "Earth Fault Clearing on an HVDC Transmission Line, with Special Consideration of the Properties of the DC Arc in Free Air". IEEE Region 6 Annual Conference. USA, 1965.
- [59] Kumar A, Weimin M, Ruifeng G. "Three Gorges – Shanghai HVDC: Reinforcing Interconnection between Central and East China". Conference of the Electric Power Supply Industry. Mumbai, 2006.
- [60] Kurokawa S, Pissolato Filho J, Tavares MC, Portela CM, Prado AJ. "Behavior of Overhead Transmission Line Parameters on the Presence of Ground Wires". IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 20. No. 2, 2005.
- [61] Li S, Haskew TA, Xu L. "Control of HVDC Light System Using Conventional and Direct Current Vector Control Approaches". IEEE Transactions on Power Electronics. Vol. 25. No. 12, 2010.
- [62] Li W, Gregoire LA, Bélanger J. "Control and Performance of a Modular Multilevel Converter System". Cigré Conference on Power Systems. rep. 110. Vancouver, 2011.
- [63] Long WF, Reeve J, McNichol JR, Harrison RE, Bowles JP. "Considerations for Implementing Multiterminal DC Systems". IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-104. No. 9, 1985.
-

-
- [64] Long WF, Reeve J, McNichol JR, Harrison RE, Holland MS, Taisne JP, LeMay J, Lorden DJ. "Application Aspects of Multiterminal DC Power Transmission". IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. 5. No. 4, 1990.
- [65] Magg TG, Mutschler HD, Nyber S, Wasborg J, Thunehed H, Sandberg B. "Caprivi Link HVDC Connector: Site selection, geophysical investigations, interference impacts and design of the earth electrodes". Cigré B4-302. Paris, 2010.
- [66] Magg TG, Manchen M, Krige E, Wasborg J, Sundin J. "Connecting networks with VSC HVDC in Africa: Caprivi Link Interconnector". IEEE PES Power Africa 2012 Conference and Exposition. Johannesburg, 2012.
- [67] Manitoba HVDC Research Centre. *PSCAD User's Guide*. Version 4.3.1. Winnipeg, 2010.
- [68] Marquardt R. "Modular Multilevel Converter: An universal concept for HVDC-Networks and extended DC-Bus-applications". The 2010 International Power Electronics Conference. Sapporo, 2010.
- [69] Marquardt R. "Modular Multilevel Converter with DC-Short Circuit Current Limitation". IEEE International Conference on Power Electronics – ECCE Asia. Jeju, 2011.
- [70] Marti JR. "Accurate modelling of frequency-dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations". IEEE Trans. Vol. 101. No. 1, 1982.
- [71] Martinex-Velasco JA. *Transient Analysis of Power Systems – Solutions, Techniques, Tools and Applications*. John Wiley & Sons. Chichester, 2015.
- [72] Mazzanti G, Marzinotto M. *Extruded Cables for High-Voltage Direct-Current Transmission*. JohnWiley & Sons. New Jersey, 2013.
- [73] Michel M. *Leistungselektronik – Einführung in Schaltungen und deren Verhalten*. Springer-Verlag. Berlin Heidelberg, 2011.
- [74] Morched A, Gustavsen B, Tartibi M. "A universal model for accurate calculation of electromagnetic transients on overhead lines and underground cables". IEEE Trans. Vol. 14. No. 3, 1999.
- [75] Mutschler P. *Skript zur Vorlesung Leistungselektronik 1 – Netzgeführte Stromrichter/Selbstgeführte hartschaltende Stromrichter*. Vorlesungsskript. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 1999.
- [76] Nietsch C. "Ermittlung des Kurzschlußstromverlaufs in Gleichstromanlagen". Dissertation. Erlangen: Universität Erlangen-Nürnberg. 1990.
- [77] Noda T, Nagaoka N, Ametani A. "Phase domain modelling of frequency-dependent transmission lines by means of an ARMA model". IEEE Trans. Vol. 11. No. 1, 1996.
- [78] Oeding D, Oswald BR. *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg, 2011.
- [79] OffshoreGrid. *Offshore Electricity Grid Infrastructure in Europe*. Final Report. Brüssel, 2011.
- [80] Pinto M, Pagioro A, Azevedo R. "The Rio Madeira HVDC System – Implementation of Bipole 1 and the Connector to Acre-Rondonia". HVDC and Power Electronics to Boost Network Performance. Cigré Colloquium. Brasilia, 2013.
- [81] Pozzobon P. "Transient and Steady-State Short-Circuit Currents in Rectifiers for DC Traction Supply". IEEE Trans. Veh. Tec. Vol. 47, 1998.
- [82] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. *Renewables 2015 – Global Status Report*. Paris, 2015.
- [83] Schröder, D. *Leistungselektronische Bauelemente*. Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg, 2006.
-

-
- [84] Schwab AJ. *Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg, New York, 2006.
- [85] Semlyen A, Dabuleanu A. “Fast and accurate switching transient calculations on transmission lines with ground return using recursive convolutions”. IEEE Trans. Vol. 94. No. 2, 1975.
- [86] Shao Z, Lu J, Lu Y, Zou Q, Liu C. “Research and Application of the Control and Protection Strategy for the ± 500 kV Xiluodu-Guangdong Double Bipole HVDC Project”. 4th Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. Weihai, 2011.
- [87] Shri Harsha J, Shilpa GN, Ramesh E, Dayananda LN, Nataraja C. “Voltage Source Converter Based HVDC Transmission”. International Journal of Engineering Science and Innovative Technology. Vol. 1. Issue 1, 2012.
- [88] Siemens. *High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange*. Technischer Bericht. Erlangen, 2011.
- [89] Siemens. *The Bulk Way – UHVDC – the new dimension of efficiency in HVDC transmission*. Technischer Bericht. Erlangen, 2011.
- [90] Siemens. *HVDC Plus – Basics and Principle Operation*. Technischer Bericht. Erlangen, 2011.
- [91] Siemens. *High Voltage Direct Current Transmission – Unrivalled practical experience*. Technischer Bericht. Erlangen, 2012.
- [92] Srivallipurandan N. “Series Impedance and Shunt Admittance Matrices of an Underground Cable System”. Masterarbeit. Vancouver: University of British Columbia, 1986.
- [93] Statistics Estonia. <https://www.stat.ee/57213> (letzter Zugriff am 01.02.2016)
- [94] Staudt V, Heising C, Steimel A. *Short-Circuit Protection Issues in Converter Topologies for High-Voltage DC Transmission*. Technischer Bericht. Bochum, Dortmund, 2012.
- [95] TransnetBW. “Ultranet – Gleichstrom-Verbindung Osterath-Philippsburg”. Stuttgart, 2014.
- [96] Troitzsch C. “Netzfehler in vermaschten HGÜ-Netzen – ein Verfahren zur Berechnung, Detektion, Fehlerklärung”. Masterarbeit. Ilmenau: Technische Universität Ilmenau, 2014.
- [97] Tu Q, Xu Z, Huang H, Zhang J. “Parameter Design Principle of the Arm Inductor in Modular Multilevel Converter based HVDC”. International Conference on Power System Technology. Zhejiang, 2010.
- [98] Umweltbundesamt. <http://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen> (letzter Zugriff am 01.02.2016)
- [99] Van Hertem D, Ghadhari M. “Multi-terminal VSC HVDC for the European supergrid: Obstacles”. ELSEVIER. Vol. 14. Issue 9, 2010.
- [100] Wasserrab A. “Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung – Kurzschlussstromberechnung in Gleichstromnetzen”. Diplomarbeit. Darmstadt: Technische Universität Darmstadt, 2011.
- [101] Wasserrab A, Balzer G. “Calculation of Short-Circuit Currents in HVDC Systems”. Universities Power Engineering Conference. Soest, 2011.
- [102] Wasserrab A, Balzer G. “The significance of frequency-dependent overhead lines for the calculation of HVDC line short-circuit currents”. Electrical Engineering. Vol. 96. No. 4, 2014.
- [103] Wasserrab A, Balzer G. “Determination of DC Short-Circuit Currents of MMC-HVDC Converters for DC Circuit Breaker Dimensioning”. 11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission. Birmingham, 2015.
-

-
- [104] Wasserrab A, Balzer G. “Frequency-dependent cables and overhead lines for the calculation of short-circuit currents of HVDC converters”. International Conference on Power Systems Transients. Cavtat, 2015.
- [105] Wedepohl LM, Wilcox DJ. “Transient analysis of underground power-transmission systems”. Proc. IEE. Vol. 120. No. 2, 1973.
- [106] Worzyk T. *Submarine Power Cables – Design, Installation, Repair, Environmental Aspects*. Springer-Verlag. Berlin, Heidelberg, 2009.
- [107] Yang J. “Fault Analysis and Protection for Wind Power Generation Systems”. Dissertation. Glasgow: University of Glasgow, 2011.

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current
bip	bipolar
B2B	Back-to-Back
CCC	Capacitor Commutated Converter
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique
CTL	Cascaded Two-Level
D	Diode
DC	Direct Current
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ESB	Ersatzschaltbild
ETT	Electrical Triggered Thyristor
FB	Full-Bridge
HB	Half-Bridge
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
IEC	International Electrotechnical Commission
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
INELFE	Interconnexion Électrique France Espagne
L	Leitung
LCC	Line Commutated Converter
LS	Leistungsschalter
LTT	Light Triggered Thyristor
MATLAB	Matrix Laboratory
MI	Mass-Impregnated
MMC	Modular Multilevel Converter
mon	monopolar
OF	Oil-Filled
PCC	Point of Common Coupling
PLL	Phase-Locked Loop
PPL	Polypropylen
PSCAD	Power Systems Computer Aided Design
S	Stromrichter
SACOI	Sardinia-Corsica-Italia
SCR	Short-Circuit Ratio
SS	Sammelschiene
STATCOM	Static Synchronous Compensator
VDE	Verband der Elektrotechnik
VPE	Vernetztes Polyethylen
VSC	Voltage Source Converter
XLPE	Cross-Linked Polyethylene
6PB	Sechspulsbrücke
12PB	Zwölfpulsbrücke

Formelverzeichnis

a	Bündelleiterabstand
a	Korrekturfaktor für gemeinsame Kurzschlusspfade
b_i	Strombrechungsfaktor
b_{ik}	horizontaler Abstand zwischen Leiter i und Leiter k
$b_{i,k}$	Strombrechungsfaktor am Kurzschlussort
b_u	Spannungsbrechungsfaktor
c	Spannungsfaktor
C	Kapazität
C_B	Kapazität des Bandpassfilters
C_{DC}	Kapazität des Gleichstromkondensators
C_H	Kapazität des Hochpassfilters
C'	Kapazitätsbelag
C'_{IE}	Belag der Leiter-Erde-Kapazität
C'_{IL}	Belag der Leiter-Leiter-Kapazität
d	Abstand zwischen den Kabelmittelpunkten
d	Leiterseilabstand
d_{ei}	direkter Abstand zwischen dem Erdseil und Leiter i
d_{ik}	direkter Abstand zwischen Leiter i und Leiter k
D_{ik}	direkter Abstand zwischen Leiter i und Spiegelleiter k'
f	Frequenz
G	Ableitverluste
G'	Belag der Ableitverluste
h	Verlegetiefe bei Kabeln
h_e	mittlere Leiterseilhöhe des Erdseils
h_i	mittlere Leiterseilhöhe von Leiter i
h_k	mittlere Leiterseilhöhe von Leiter k
H	horizontale Kraft
i_A	Strom am Leitungsanfang
i_{basis}	Basisstrom
i_{basis}^*	umgerechneter Basisstrom
i_c	Strom des Kondensators
i_{DC}	Strom im Gleichstromnetz
i_E	Strom am Leitungsende
i_k	Kurzschlussstrom
i_{kh}	homogene Lösung für den Kurzschlussstrom
$i_{k,kor}$	korrigierter Kurzschlussstrom
i_{kp}	partikuläre Lösung für den Kurzschlussstrom
i_{k0}	Anfangswert des Kurzschlussstroms
i_p	Stoßkurzschlussstrom
i_p^*	umgerechneter/korrigierter Stoßkurzschlussstrom
$i_{p,sim}$	Stoßkurzschlussstrom aus der Simulation
$i_{p,u}$	unabhängig eingespeister Stoßkurzschlussstrom
i_{qA}	Quellenstrom am Leitungsanfang
i_{qE}	Quellenstrom am Leitungsende
i_r	rücklaufende Stromwelle

i_r	Strom der Phase R
i_s	Strom der Phase S
i_{st}	Strom des Stromrichters
i_t	Strom der Phase T
i_v	vorlaufende Stromwelle
i_0	Anfangswert des Gleichstroms
\hat{i}	Stromamplitude
\hat{i}_k	Amplitude des Kurzschlussstroms
I_a	Armstrom (Effektivwert)
I_A	Strom am Leitungsanfang (Effektivwert)
I_{DC}	Gleichstrom
I_E	Strom am Leitungsende (Effektivwert)
I_k	Dauerkurzschlussstrom
I_{kDC}	Dauerkurzschlussstrom im vereinfachten DC-ESB
$I_{k,kor}$	korrigierter Dauerkurzschlussstrom
I_{kLdc}	Dauerkurzschlussstrom unter Berücksichtigung von L_{DC}
$I_{k,sim}$	Dauerkurzschlussstrom aus der Simulation
$I_{k,u}$	unabhängig eingespeister Dauerkurzschlussstrom
I_{k0DC}	Dauerkurzschlussstrom bei Kurzschluss am Anschlusspunkt im vereinfachten DC-ESB
I_{k6PB}	Dauerkurzschlussstrom der Sechspulsbrücke
I_{k12PB}	Dauerkurzschlussstrom der Zwölfpulsbrücke
I_k^*	umgerechneter/korrigierter Dauerkurzschlussstrom
I_k''	Anfangs-Kurzschlusswechselstrom
I_{kmax}''	maximaler Anfangs-Kurzschlusswechselstrom
I_{kmin}''	minimaler Anfangs-Kurzschlusswechselstrom
I_L	Strangstrom im Leiter bei Kabeln (Effektivwert)
I_M	Strangstrom im Mantel bei Kabeln (Effektivwert)
I_q	Quellenstrom
I_{rTS}	Bemessungsstrom des Transformators bezogen auf die Stromrichterseite (Effektivwert)
ΔI_L	Ableitstrom zwischen Leiter und Mantel bei Kabeln (Effektivwert)
ΔI_M	Ableitstrom zwischen Mantel und Erde bei Kabeln (Effektivwert)
J_0	Besselfunktion erster Art und nullter Ordnung
J_1	Besselfunktion erster Art und erster Ordnung
K	Dämpfungsfaktor
K_k	Korrekturfaktor für den Dauerkurzschlussstrom des MMCs
K_{kDC}	Korrekturfaktor für den Dauerkurzschlussstrom nach [76]
K_p	Korrekturfaktor für den Stoßkurzschlussstrom des MMCs
K_0	Besselfunktion zweiter Art und nullter Ordnung
K_1	Besselfunktion zweiter Art und erster Ordnung
l	Leitungslänge
L	Induktivität
L_a	Arminduktivität
L_{AC}	Induktivität auf der Drehstromseite
L_{AC}^*	Induktivität auf der Drehstromseite unter Berücksichtigung von L_a
L_B	Induktivität des Bandpassfilters
L_{DC}	Induktivität auf der Gleichstromseite

$L_{\text{DC,kor}}$	korrigierte Induktivität auf der Gleichstromseite
$L_{\text{DC,äq}}$	äquivalente Induktivität auf der Gleichstromseite
L_{H}	Induktivität des Hochpassfilters
L_{i}	Inneninduktivität
L_{k}	Ersatzinduktivität bei Kurzschluss
L_{L}	Leitungsinduktivität
L'	Induktivitätsbelag
m	Modulationsindex aus der Pulsweitenmodulation
m_{L}	Eindringtiefe des Leiters bei Kabeln
m_{M}	Eindringtiefe des Mantels bei Kabeln
m_{E}	Eindringtiefe der Erde bei Kabeln
m_0	Anfangssteigung
n	Anzahl der Leitungsabgänge
p	Faktor für die Berechnung der Eindringtiefe bei der Freileitung
P_{DC}	maximale Wirkleistung der HGÜ-Verbindung
P'	Belag des Potentialkoeffizienten
P^*	Näherungswert der Wirkleistung einer VSC-HGÜ
Q	Blindleistung
Q^*	Näherungswert der Blindleistung einer VSC-HGÜ
r_{e}	Radius des Erdseils
r_{i}	Radius des Leiters i
r_{i}	Stromreflexionsfaktor
$r_{\text{i,o}}$	Stromreflexionsfaktor am offenen Ende
r_{u}	Spannungsreflexionsfaktor
r_1	Radius des Leiters bei Kabeln
r_2	Radius der inneren Isolation bei Kabeln
r_3	Radius des Mantels bei Kabeln
r_4	Radius der äußeren Isolation bei Kabeln
R	ohmscher Widerstand
R_{AC}	ohmscher Widerstand auf der Drehstromseite
R_{B}	ohmscher Widerstand des Bandpassfilters
R_{DC}	ohmscher Widerstand auf der Gleichstromseite
$R_{\text{DC,äq}}$	äquivalenter ohmscher Widerstand auf der Gleichstromseite
$R_{\text{DC,kor}}$	korrigierter ohmscher Widerstand auf der Gleichstromseite
R_{gk}	ohmscher Widerstand des gemeinsamen Kurzschlusspfads
R_{H}	ohmscher Widerstand des Hochpassfilters
R_{i}	ohmscher Innenwiderstand
R_{k}	ohmscher Ersatzwiderstand bei Kurzschluss
R_{L}	Leitungswiderstand
R_{L}	ohmscher Lastwiderstand
R_{Q}	ohmscher Widerstand des Netzes
R_{T}	ohmscher Widerstand des Transformators
R_{TS}	ohmscher Widerstand des Transformators, stromrichterseitig
R_0	Gleichstromwiderstand des Leiterseils
R'	ohmscher Widerstandsbelag
ΔR_{s}	ohmscher Widerstandsbelag bei endlich leitfähigem Boden
s_{h}	Durchhang des Leiterseils
S	Spannweite
S_{rS}	Bemessungsscheinleistung des Stromrichters

S_{rSp}	Bemessungsscheinleistung der Stromrichterspule
S_{rT}	Bemessungsscheinleistung des Transformators
t	Zeit
t_k	Zeit bis zum Dauerkurzschlussstrom
t_p	Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom
t_{rT}	Bemessungsübersetzungsverhältnis des Stromrichtertransformators
t_0	Anfangszeitpunkt des Kurzschlusses
T	Periodendauer
u	Spannung
u_A	Spannung am Leitungsanfang
u_{DC}	Leiter-Erde Gleichspannung
u_E	Spannung am Leitungsende
u_{kr}	relative Kurzschlussspannung
u_r	Quellenspannung der Phase R
$u_{\bar{r}}$	rücklaufende Spannungswelle
u_{Rr}	relative Transformatorverluste
u_s	Quellenspannung der Phase S
u_t	Quellenspannung der Phase T
u_v	vorlaufende Spannungswelle
\hat{u}	Spannungsamplitude
U	Leiter-Leiter Spannung (Effektivwert)
U_b	Netzbetriebsspannung (Effektivwert)
U_{DC}	Leiter-Leiter/(Erde) Gleichspannung
U_E	Spannung am Leitungsende (Effektivwert)
U_g	Gegenspannung
U_L	Leiter-Erde Spannung bei Kabeln (Effektivwert)
U_n	Netzennspannung (Effektivwert)
U_M	Mantel-Erde Spannung bei Kabeln (Effektivwert)
U_{rSp}	Bemessungsspannung der Stromrichterspule (Effektivwert)
U_{rT}	Bemessungsspannung des Transformators (Effektivwert)
U_{rTS}	Bemessungsspannung des Transformators bezogen auf die Stromrichterseite (Effektivwert)
$U_{S,MMC}$	Leiter-Leiter Spannung des Mehrpunktstromrichters (Effektivwert)
$U_{S,2L-VSC}$	Leiter-Leiter Spannung des Zweipunktstromrichters (Effektivwert)
$U_{S,6PB}$	Leiter-Leiter Spannung der Sechspulsbrücke (Effektivwert)
u_{XrSp}	relative Kurzschlussspannung der Stromrichterspule
ΔU_L	Spannungsfall entlang des Leiters bei Kabeln (Effektivwert)
ΔU_M	Spannungsfall entlang des Mantels bei Kabeln (Effektivwert)
v	Wellengeschwindigkeit
w	Gewichtskraft
W	Energie
X_a	Armreaktanzen
X_{AC}	Reaktanz auf der Drehstromseite
X_{AC}^*	Reaktanz auf der Drehstromseite unter Berücksichtigung von L_a
X_Q	Reaktanz des Netzes
X_{Qt}	Reaktanz des Netzes bezogen auf die Stromrichterseite
X_{Sp}	Reaktanz der Stromrichterspule
X_T	Reaktanz des Transformators

X_{TS}	Reaktanz des Transformators bezogen auf die Stromrichterseite
ΔX_s	Reaktanzbelag bei endlich leitfähigem Boden
Y	Admittanz
Y_K	Kontenadmittanzmatrix
Y_q	Queradmittanz
\dot{Y}	Admittanzbelag
\dot{Y}_{Kabel}	Admittanzbelagsmatrix des Kabels
\dot{Y}_{LM}	Admittanzbelag zwischen Leiter und Mantel bei Kabeln
\dot{Y}_{ME}	Admittanzbelag zwischen Mantel und Erde bei Kabeln
$Z_{\text{äq}}$	äquivalente Impedanz am Netzknoten
Z_{AC}	Impedanz der Drehstromseite
Z_{k6PB}	Ersatzimpedanz der Sechspulsbrücke bei Kurzschluss
Z_{k12PB}	Ersatzimpedanz der Zwölfpulsbrücke bei Kurzschluss
Z_l	Längsimpedanz
Z_T	Impedanz des Transformators
Z_{TS}	Impedanz des Transformators bezogen auf die Stromrichterseite
Z_q	Querimpedanz
Z_Q	Impedanz des Netzes
Z_{Qt}	Impedanz des Netzes bezogen auf die Stromrichterseite
Z_w	Wellenwiderstand der Leitung
$Z_{w,\text{äq}}$	äquivalenter Wellenwiderstand am Kurzschlussort
\dot{Z}	Impedanzbelag
\dot{Z}_{aM}	Impedanzbelag des äußeren Mantels bei Kabeln
\dot{Z}_E	Impedanzbelag der Erde bei Kabeln
\dot{Z}_g	Gegenimpedanzbelag
\dot{Z}_{gE}	Gegenimpedanzbelag der Erde bei Kabeln
$\dot{Z}_{g,i-e}$	Gegenimpedanzbelag zwischen Leiter- und Erdseil
$\dot{Z}_{g,l-e}$	Gegenimpedanzbelag zwischen Leiter und Erdseil bei bip. Anordnung
\dot{Z}_{gLM}	Gegenimpedanzbelag zwischen Leiter und Mantel bei Kabeln
\dot{Z}_{gML}	Gegenimpedanzbelag zwischen Mantel und Leiter bei Kabeln
$\dot{Z}_{g,l-l}$	Gegenimpedanzbelag zwischen den Leitern bei bip. Anordnung
\dot{Z}_G	Gegenimpedanzbelagsmatrix bei Kabeln
\dot{Z}_i	innerer Impedanzbelag
\dot{Z}_{iM}	Impedanzbelag des inneren Mantels bei Kabeln
\dot{Z}_{is}	innerer Selbstimpedanzbelag
\dot{Z}_{I1}	Impedanzbelag der inneren Isolation bei Kabeln
\dot{Z}_{I2}	Impedanzbelag der äußeren Isolation bei Kabeln
\dot{Z}_{Kabel}	Impedanzbelagsmatrix des Kabels
$\dot{Z}_{\text{Kabel,bip}}$	Impedanzbelagsmatrix des Kabels bei bipolarer Kabelkonfiguration
\dot{Z}_L	Selbstimpedanzbelag des Leiters bei Kabeln
\dot{Z}_o	Impedanzbelag bei ideal leitfähigem Leiter und Erdboden
\dot{Z}_{og}	Gegenimpedanzbelag bei ideal leitfähigem Leiter und Erdboden
\dot{Z}_s	Selbstimpedanzbelag
$\dot{Z}_{s,e}$	Selbstimpedanzbelag des Erdseils
$\dot{Z}_{s,i}$	Selbstimpedanzbelag von Leiter i
$\dot{Z}_{s,i,\text{kor}}$	korrigierter Selbstimpedanzbelag von Leiter i
$\dot{Z}_{s,l}$	Selbstimpedanzbelag des Leiterseils bei bip. Anordnung
\dot{Z}_{sL}	Selbstimpedanzbelag des Leiters bei Kabeln
$\dot{Z}_{s,l,\text{kor}}$	korrigierter Selbstimpedanzbelag des Leiters bei bip. Anordnung

Z'_{sM}	Selbstimpedanzbelag des Mantels bei Kabeln
Z'_*	Impedanzbelag der entkoppelten Matrix
$\Delta Z'$	Impedanzbelag bei endlich leitfähigem Boden
$\Delta Z'_g$	Gegenimpedanzbelag bei endlich leitfähigem Boden
$\Delta Z'_s$	Selbstimpedanzbelag bei endlich leitfähigem Boden
α	Dämpfungskonstante
β	Phasenkonstante
δ	Eindringtiefe
δ	Dämpfungskoeffizient eines RLC-Kreises
ε_0	Permittivität des Vakuums
ε_1	Permittivität der inneren Isolation bei Kabeln
ε_2	Permittivität der äußeren Isolation bei Kabeln
φ	Phasenwinkel
φ	Potential
φ_k	Phasenwinkel zum Zeitpunkt des Dauerkurzschlussstroms
γ	Ausbreitungskonstante
γ	Impedanzwinkel
γ_*	Impedanzwinkel unter Berücksichtigung von R_{DC}
γ_L	Impedanzwinkel unter Berücksichtigung von R_L
κ	Stoßfaktor
μ_0	Permeabilität des Vakuums
ρ_e	spezifischer Widerstand der Erde
ρ_E	spezifischer Widerstand der Erde bei Kabeln
ρ_L	spezifischer Widerstand des Leiters bei Kabeln
ρ_M	spezifischer Widerstand des Mantels bei Kabeln
σ_e	Leitfähigkeit der Erde
σ_i	Leitfähigkeit des Leiters i
τ	Laufzeit
τ	Zeitkonstante
\mathcal{J}	Faktor für die Berechnung des inneren Selbstimpedanzbelags
ω	Kreisfrequenz
ω_{res}	resultierende Eigenfrequenz eines RLC-Kreises
ω_0	Eigenfrequenz eines RLC-Kreises

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1 – Aufbau einer netzgeführten HGÜ-Station: (1) Netzeinspeisung, (2) Drehstromfilter und Kondensatorbänke, (3) Stromrichtertransformator, (4) Stromrichter, (5) Glättungsspule, (6) Gleichstromfilter, (7) Gleichstromnetz	9
Abbildung 2.2 – Grundaufbau eines netzgeführten Stromrichters: a) Anschlüsse und Dotierung eines Thyristors b) Thyristor-Sechspulsbrücke	10
Abbildung 2.3 – Stromrichterkonfigurationen: a) Monopolare Konfiguration b) Bipolare Konfiguration	11
Abbildung 2.4 – Passive Filteranordnungen: a) Bandpassfilter: zweiter und dritter Ordnung b) Hochpassfilter: zweiter und dritter Ordnung	14
Abbildung 2.5 – Verlustentwicklung pro Station für die selbstgeführte HGÜ seit dem Jahr 1997 [2]	18
Abbildung 2.6 – Aufbau einer selbstgeführten HGÜ-Station: (1) Netzeinspeisung, (2) Drehstromfilter, (3) Stromrichtertransformator, (4) Stromrichterspule, (5) Stromrichter, (6) Gleichspannungskondensator, (7) Gleichstromnetz	20
Abbildung 2.7 – Grundaufbau eines selbstgeführten Stromrichters: a) Anschlüsse und Dotierung eines IGBTs b) Zweipunktstromrichter	21
Abbildung 2.8 – Allgemeine Modulvarianten bei einem Mehrpunktstromrichter: a) Halbbrückenmodul b) Vollbrückenmodul	22
Abbildung 2.9 – Aufbau des modularen Mehrpunktstromrichters	23
Abbildung 2.10 – Kurzschlusspfad bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite: a) Zweipunktstromrichter b) Mehrpunktstromrichter mit Halbbrückenmodulen	28
Abbildung 2.11 – HGÜ-Topologien: a) Punkt-zu-Punkt-Verbindung b) Radiales Gleichstromnetz c) Vermaschtes Gleichstromnetz	31
Abbildung 3.1 – HGÜ-Freileitungsmast: Bündelleiter (1), Neutralleiter (2), Erdseil (3), Isolator (4), Leiterseilabstand (5), Leiterseilhöhe (6), Schutzstreifen (7)	38
Abbildung 3.2 – Leitungskonfiguration mit den Leitern i und k bzw. den Spiegleitern i' und k' für die Berechnung der Impedanzen und Admittanzen [53]	39
Abbildung 3.3 – HGÜ-Kabeltypen: a) Querschnitt eines 525-kV-VPE-Kabels [8] b) Querschnitt eines 500-kV-MI-Kabels [9]	46

Abbildung 3.4 – Kabelquerschnitt eines Kabels mit Leiter und Mantel verlegt in Erde	46
Abbildung 3.5 – π -Ersatzschaltbild einer Leitung: a) Elektrisch lange Leitung b) Elektrisch kurze Leitung	53
Abbildung 3.6 – Stromquellenersatzschaltung der Leitung im Zeitbereich	54
Abbildung 3.7 – Prinzip der Reflexion und Brechung von Wanderwellen an Leitungsübergängen [52]	55
Abbildung 3.8 – Wanderwellenverlauf bei einem Kurzschluss am Leitungsende	57
Abbildung 4.1 – Typischer Kurzschlussstromverlauf im Gleichstromnetz	61
Abbildung 4.2 – Stoßfaktor κ in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} Verhältnisses für verschiedene Phasenwinkel bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite bei einer Sechspulsbrücke	64
Abbildung 4.3 – Stromrichterkonfigurationen: a) Monopolar b) Bipolar	66
Abbildung 4.4 – Netztopologien: a) Punkt-zu-Punkt b) Radial c) Vermascht	73
Abbildung 4.5 – Gleichspannungen selbstgeführter HGÜ-Systeme seit 1997	75
Abbildung 4.6 – Kurzschlussstrom in einem ohmsch-induktiven Gleichspannungskreis bei unterschiedlichen Lastströmen	76
Abbildung 4.7 – Fehlertypen: Leiter-Erde Kurzschluss (1), Leiter-Leiter Kurzschluss (2), Leiter-Leiter Kurzschluss mit Erdberührung (3)	77
Abbildung 4.8 – Blind- und Wirkleistung in Abhängigkeit der Gleichspannung aktueller VSC-Projekte/Systeme	81
Abbildung 4.9 – Dauerkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms des Netzes und verschiedener Transformatorgrößen bei einem Kurzschluss am Stromrichteranschlusspunkt und im Netz	87
Abbildung 4.10 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms des Netzes und verschiedener Transformatorgrößen bei einem Kurzschluss am Stromrichteranschlusspunkt und im Netz	87
Abbildung 4.11 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms des Netzes für verschiedene Transformator-Bemessungsscheinleistungen bei einer Gleichspannung von 500 kV und 320 kV	89
Abbildung 4.12 – Radiales Gleichstromnetz mit drei Stromrichtern	90

Abbildung 4.13 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Fehlerorts: a) $l_3 = 0,1 \text{ km}$ b) $l_3 = 100 \text{ km}$	92
Abbildung 4.14 – Dauerkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Fehlerorts: a) $l_3 = 0,1 \text{ km}$ b) $l_3 = 100 \text{ km}$	92
Abbildung 4.15 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Abstands zwischen Anschlusspunkt und Fehlerort für verschiedene Stromrichterkonfigurationen mit Einspeisungen aus dem Referenznetz (Ref.), idealen Einspeisungen ($Z_Q = 0$) und mit unterschiedlichen Transformator-Bemessungsscheinleistungen ($S_{rT}/2$)	94
Abbildung 4.16 – Radiales Gleichstromnetz mit fünf Stromrichtern (Erweiterung zu einem vermaschten Netz mit den Leitungen L6 und L7)	95
Abbildung 4.17 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Abstands zwischen Anschlusspunkt von Stromrichter S2 und Fehlerort für verschiedene Netztopologien	95
Abbildung 4.18 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Abstands zwischen Anschlusspunkt von Stromrichter S2 und Fehlerort für verschiedene Stromrichtertypen: a) Mehrpunktstromrichter (MMC) bei variabler Arminduktivität und Sechspulsbrücke (6PB) b) Zweipunktstromrichter (2L-VSC) bei variablem Gleichstromkondensator und Sechspulsbrücke (6PB)	97
Abbildung 4.19 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des Abstands zwischen Anschlusspunkt von Stromrichter S2 und Fehlerort für verschiedene Leitungstypen und Leitungsmodelle	99
Abbildung 5.1 – Ersatzschaltbild der Sechspulsbrücke bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite	103
Abbildung 5.2 – Dauerkurzschlussstrom unter Berücksichtigung und unter Vernachlässigung der Gleichstrominduktivität bei $R_{DC} = 0$	107
Abbildung 5.3 – Dauerkurzschlussstrom aus Simulation [$L_{DC} \gg 0$ (durchgezogene Funktion)] und Berechnung [konservativer Ansatz (unterbrochene Funktion) und vereinfachter Ansatz mit Gleichspannungsquelle (Kreuz-Funktion)]	109
Abbildung 5.4 – Dauerkurzschlussstrom aus Simulation (durchgezogene Funktion) und Berechnung (Kreuz-Funktion) für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und Gleichstrominduktivitäten	109

Abbildung 5.5 – Stoßkurzschlussstrom bei direktem Stromrichterkurzschluss in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses aus Simulation und Berechnung	112
Abbildung 5.6 – Stoßfaktor aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Berücksichtigung der Parameter auf der Gleichstromseite) für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 1,0	113
Abbildung 5.7 – Vergleich von t_p aus Näherung und Iteration in Abhängigkeit von R_{AC}/X_{AC} (links) und κ (rechts)	114
Abbildung 5.8 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit von κ für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 0,1 (links) und 5,0 (rechts)	116
Abbildung 5.9 – Kurzschlussstrom der Sechspulsbrücke und Näherungen für den Stromanstieg nach Kurzschlusseintritt	118
Abbildung 5.10 – Ersatzschaltbild der bipolaren Sechspulsbrücke bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite	119
Abbildung 5.11 – Stoßfaktor bei bipolarer Sechspulsbrücke in Abhängigkeit von R_{AC}/X_{AC} für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 1,0	121
Abbildung 5.12 – Ersatzschaltbild der Zwölfpulsbrücke bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite	122
Abbildung 5.13 – Stoßfaktor κ der Zwölfpulsbrücke in Abhängigkeit von R_{AC}/X_{AC} bei direktem Stromrichterkurzschluss	125
Abbildung 5.14 – Stoßfaktor aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Berücksichtigung der Parameter der Gleichstromseite) für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 1,0	125
Abbildung 5.15 – Stoßfaktor aus Berechnung (Näherungsfunktion) und Simulation für $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$	126
Abbildung 5.16 – Stoßfaktor aus Berechnung (Näherungsfunktion) und Simulation für $R_{DC}/R_{AC} = 5$	127
Abbildung 5.17 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom für die Zwölfpulsbrücke aus Simulation, Iteration und Näherung bei einem Kurzschluss am Stromrichteranschlusspunkt	128
Abbildung 5.18 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom Stoßfaktor für verschiedene L_{DC}/L_{AC} - und R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse	128

Abbildung 5.19 – Kurzschlussstrom der Zwölfpulsbrücke und Näherungen für den Stromanstieg nach Kurzschlusseintritt	130
Abbildung 5.20 – Ersatzschaltbild des Zweipunktstromrichters bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite	132
Abbildung 5.21 – Kurzschlussstrom, Kondensatorstrom und Stromrichterstrom des Zweipunktstromrichters a) Kurzschluss in 10 km Entfernung vom Stromrichteranschlusspunkt b) Kurzschluss in 100 km Entfernung vom Stromrichteranschlusspunkt	134
Abbildung 5.22 – Entladung des Gleichstromkondensators unter Einfluss einer Ersatzspannungsquelle mit Innenwiderstand R_i	135
Abbildung 5.23 – Kurzschluss-, Kondensator- und Stromrichterstrom aus dem Ersatzschaltbild mit Sechspulsbrücke und dem vereinfachten Ersatzschaltbild: a) Gleichspannungsquelle mit Innenwiderstand b) Gleichspannungsquelle mit Innenwiderstand und Inneninduktivität	137
Abbildung 5.24 – Dauerkurzschlussstrom des Zweipunktstromrichters in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und Kapazitäten	138
Abbildung 5.25 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse, L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einer Kapazität von 100 μF	140
Abbildung 5.26 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse, L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einer Kapazität von 10 μF mit dem Berechnungsansatz der Sechspulsbrücke	141
Abbildung 5.27 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse, L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einer Kapazität von 10 μF mit beiden Berechnungsansätzen	141
Abbildung 5.28 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom beim Zweipunktstromrichter aus Berechnung und Simulation in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} - und L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse bei einer Kapazität von 100 μF	143
Abbildung 5.29 – Kurzschlussstrom des Zweipunktstromrichters mit linearer (i_{m0}) und exponentieller (i_{exp}) Näherung: a) 10-km-lange Leitung b) 100-km-lange Leitung	144
Abbildung 5.30 – Ersatzschaltbild des bipolaren Zweipunktstromrichters bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite	145

Abbildung 5.31 – Ersatzschaltbild des modularen Mehrpunktstromrichters bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite	147
Abbildung 5.32 – Dauerkurzschlussstrom (schwarz) und Diodenströme (farbig) für verschiedene L_a/L_{AC} -Verhältnisse	149
Abbildung 5.33 – Dauerkurzschlussstrom für verschiedene L_{DC}/L_{AC} - und R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_a/L_{AC} -Verhältnis von 0,1	150
Abbildung 5.34 – Dauerkurzschlussstrom für verschiedene L_{DC}/L_{AC} - und R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_a/L_{AC} -Verhältnis von 1,0	150
Abbildung 5.35 – Korrekturfaktor in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_a/L_{AC} -Verhältnis von 0,1	152
Abbildung 5.36 – Korrekturfaktor in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_a/L_{AC} -Verhältnis von 1,0	153
Abbildung 5.37 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse (0,01 in rot und 5 in blau), R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_a/L_{AC} -Verhältnis von 0,1	155
Abbildung 5.38 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse (0,01 in rot und 5 in blau), R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_a/L_{AC} -Verhältnis von 1,0	156
Abbildung 5.39 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_a/L_{AC} = 0,1$, $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse	156
Abbildung 5.40 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_a/L_{AC} = 0,1$, $R_{DC}/R_{AC} = 5,0$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse	157
Abbildung 5.41 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_a/L_{AC} = 1,0$, $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse	157
Abbildung 5.42 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_a/L_{AC} = 1,0$, $R_{DC}/R_{AC} = 5,0$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse	158

Abbildung 5.43 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom aus Simulation (blau) und Berechnung (rot) für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse in Abhängigkeit des L_a/L_{AC} -Verhältnisses	159
Abbildung 5.44 – Kurzschluss bei aufgeladener Leitung: a) Monopolare Konfiguration b) Bipolare Konfiguration	161
Abbildung 5.45 – Kurzschlussstromverlauf bei verschiedenen Leitungstypen und -konfigurationen: a) Kabel in monopolarer und bipolarer Konfiguration b) Freileitung in monopolarer und bipolarer Konfiguration	162
Abbildung 5.46 – Wellenwiderstand des Kabels und der Freileitung in Abhängigkeit der Frequenz für die monopolare und bipolare Konfiguration	163
Abbildung 5.47 – Leitungskenngrößen des Kabels und der Freileitung für die mon. und bip. Konfiguration: a) Dämpfungskonstante in Abhängigkeit der Frequenz b) Wellengeschwindigkeit in Abhängigkeit der Frequenz	164
Abbildung 5.48 – Kurzschluss an verschiedenen Fehlerorten in einem Gleichstromnetz mit drei Leitungsabschnitten	166
Abbildung 5.49 – Kurzschlussströme in einem Gleichstromnetz mit drei Kabeln in monopolarer Konfiguration für verschiedene Fehlerorte: a) Sammelschiene A b) 50-km-Entfernung von Sammelschiene A c) 90-km-Entfernung von Sammelschiene A d) Sammelschiene B	167
Abbildung 5.50 – Kurzschluss im Gleichstromnetz: a) Viele Leitungsabgänge b) Große Ausdehnung	168
Abbildung 5.51 – Vergleich der Kurzschlussströme aus dem Basis-Szenario und verschiedenen Varianten: a) Zunehmende Anzahl von Leitungen an Sammelschiene B (sechs abgehende Leitungen) b) Größere Netzausdehnung (3 Sammelschienen)	169
Abbildung 5.52 – Kurzschluss am Ende der Leitung bei unterschiedlicher Einspeisung: a) Spannungsquelle b) Stromquelle	170
Abbildung 5.53 – Kurzschlussströme einer Gleichspannungsquelle bei unterschiedlichen Innenwiderständen	170
Abbildung 5.54 – Kurzschlussströme einer Stromquelle bei konstanter und veränderlicher (Rampenfunktion) Einspeisung	172
Abbildung 5.55 – Filteranordnungen: a) Bandpassfilter b) Hochpassfilter	173

Abbildung 5.56 – Kurzschlussströme eines Bandpassfilters unter Berücksichtigung einer Leitung (blau: abhängige Speisung, rot: unabhängige Speisung): a) Gesamt-Kurzschlussstrom b) Kurzschlussstrom der Leitung c) Kurzschlussstrom des Filters	175
Abbildung 5.57 – Induktivitäts- und Widerstandsbelag einer Freileitung in Abhängigkeit der Frequenz (siehe Tabelle 5.3)	178
Abbildung 5.58 – Induktivitäts- und Widerstandsbelag eines Kabels in Abhängigkeit der Frequenz (siehe Tabelle 5.3)	178
Abbildung 5.59 – Kurzschlussstrom eines Mehrpunktstromrichters für verschiedene Leitungsnachbildungen	180
Abbildung 5.60 – Kurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters bei monopolarer Freileitungskonfiguration für das frequenzabhängige und vereinfachte Leitungsmodell und verschiedene Leitungslängen	182
Abbildung 5.61 – Kurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters bei bipolarer Freileitungskonfiguration für das frequenzabhängige und vereinfachte Leitungsmodell und verschiedene Leitungslängen	182
Abbildung 5.62 – Kurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters bei monopolarer Kabelkonfiguration für das frequenzabhängige und vereinfachte Leitungsmodell und verschiedene Leitungslängen	183
Abbildung 5.63 – Kurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters bei bipolarer Kabelkonfiguration für das frequenzabhängige und vereinfachte Leitungsmodell und verschiedene Leitungslängen	183
Abbildung 5.64 – Kurzschlussstrom eines Gleichstromkondensators bei einer frequenzabhängigen Leitung und eines RLC-Kreises bei unterschiedlichen Frequenzen	184
Abbildung 5.65 – Kurzschluss im Gleichstromkreis mit Laststrom i_0	186
Abbildung 5.66 – Kurzschlussstromverlauf mit und ohne Last im Gleichstromkreis	187
Abbildung 5.67 – Kurzschluss im Wechselstromkreis mit Laststrom i_0	187
Abbildung 5.68 – Kurzschlussstromverlauf im Wechselstromkreis für verschiedene Szenarien und Kurzschlusszeitpunkte	190

Abbildung 5.69 – Kurzschlussstromverlauf im Gleichstromkreis einer Sechspulsbrücke für verschiedene Szenarien und Kurzschlusszeitpunkte	191
Abbildung 6.1 – Speisung eines Kurzschlusses über einen gemeinsamen Pfad in einem radialen Netz	195
Abbildung 6.2 – Kurzschluss auf Leitung L3: a) Zeitlicher Verlauf von i_{k1} unter Berücksichtigung und Vernachlässigung von Stromrichter S2 für $l_3 = 100$ km b) Stoßkurzschlussstrom und Dauerkurzschlussstrom von i_{k1} in Abhängigkeit des Fehlerorts unter Berücksichtigung und Vernachlässigung von Stromrichter S2	196
Abbildung 6.3 – Ersatzschaltbild für zwei Sechspulsbrücken mit gemeinsamen Kurzschlusspfad	197
Abbildung 6.4 – Ersatzschaltbilder für den stationären Zustand: a) Speisung eines Kurzschlusses über einen gemeinsamen Pfad in einem radialen Netz mit zwei Stromrichtern b) Vereinfachtes Ersatzschaltbild mit Gegenspannung im Kurzschlusspfad	199
Abbildung 6.5 – Dauerkurzschlussstrom in Abhängigkeit der Leitungslänge von L3: a) Teil-Dauerkurzschlussströme aus Simulation und Berechnung (Gleichstrom-Ersatzschaltbild) b) Gesamt-Dauerkurzschlussstrom aus Simulation und Berechnung (Gleichstrom-Ersatzschaltbild, mit und ohne Beeinflussung)	201
Abbildung 6.6 – Vereinfachung des Gleichstromnetzes durch Korrektur des gemeinsamen Kurzschlusspfads L3: a) Originalnetz b) Korrigierte Teil-Netze	203
Abbildung 6.7 – Speisung eines Kurzschlusses über zwei gemeinsame Pfade in einem radialen Netz	204
Abbildung 6.8 – Dauerkurzschlussstrom in Abhängigkeit der Länge von Leitung L5: a) Teil-Dauerkurzschlussströme aus Simulation und Berechnung b) Gesamt-Dauerkurzschlussstrom aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Korrektur)	205
Abbildung 6.9 – Dauerkurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters in Abhängigkeit der Länge von Leitung L3: a) Teil-Dauerkurzschlussströme aus Simulation und Berechnung b) Gesamt-Dauerkurzschlussstrom aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Korrektur)	207
Abbildung 6.10 – Dauerkurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters in Abhängigkeit der Länge von Leitung L5: a) Teil-Dauerkurzschlussströme aus Simulation und Berechnung b) Gesamt-Dauerkurzschlussstrom aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Korrektur)	207

Abbildung 6.11 – Teil-Kurzschlussstromverlauf abhängig (Originalnetz) und unabhängig (nicht-korrigierte Gleichstromparameter) von anderen Quellen: a) Kurzschlussstromverlauf von Stromrichter S1 b) Kurzschlussstromverlauf von Stromrichter S2	209
Abbildung 6.12 – Teil-Kurzschlussstromverlauf abhängig (Originalnetz) und unabhängig (korrigierte Gleichstromparameter) von anderen Quellen: a) Kurzschlussstromverlauf von Stromrichter S1 b) Kurzschlussstromverlauf von Stromrichter S2	210
Abbildung 6.13 – Stoßkurzschlussströme aus Simulation bei abhängiger (Originalnetz) und unabhängiger (korrigiert und nicht-korrigiert) Einspeisung: a) Teil-Stoßkurzschlussströme von Stromrichter S1 und Stromrichter S2 b) Gesamt-Stoßkurzschlussstrom	211
Abbildung 6.14 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom: a) Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation und Berechnung (unbeeinflusst und korrigiert) b) Gesamt- und Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation	212
Abbildung 6.15 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom bei $l_2 = 50$ km: a) Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation und Berechnung (unbeeinflusst und korrigiert) b) Gesamt- und Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation	213
Abbildung 6.16 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom für das erweiterte Netz mit drei Stromrichtern: a) Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation und Berechnung (korrigiert) b) Gesamt- und Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation	214
Abbildung 6.17 – Kurzschlussstromverlauf von Stromrichter S1 bei Leitungslängen von $l_5 = 100$ km (blau) und $l_5 = 120$ km (rot)	214
Abbildung 6.18 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom für den Mehrpunktstromrichter: a) Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation und Berechnung (unbeeinflusst und korrigiert) b) Gesamt- und Teil-Kurzschlussströme aus der Simulation	215
Abbildung 6.19 – Kurzschlussstromverlauf aus Simulation und lineare Näherungsfunktion bei $l_3 = 100$ km: a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1 b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2	217
Abbildung 6.20 – Kurzschlussstromverlauf aus Simulation und lineare Näherungsfunktion bei $l_3 = 300$ km: a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1 b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2	218
Abbildung 6.21 – Kurzschlussstromverlauf aus Simulation und exponentielle Näherungsfunktion bei $l_3 = 100$ km: a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1 b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2	218

Abbildung 6.22 – Kurzschlussstromverlauf aus Simulation und exponentielle Näherungsfunktion bei $l_3 = 300$ km: a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1 b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2	219
Abbildung 6.23 – Vermaschtes Netz mit zwei Stromrichtern: a) Prinzipschaltbild (vermascht) b) Äquivalentes Netz nach einer Dreieck-Stern-Umwandlung (radial)	220
Abbildung 6.24 – Teil-Kurzschlussströme im vermaschten und äquivalent-radialen Netz: a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1 b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2	221
Abbildung 6.25 – Vermaschtes Netz mit drei Stromrichtern	222
Abbildung 6.26 – Unabhängige Einspeisung im korrigierten vermaschten Netz: a) Äquivalent-korrigiertes Netz für die Berechnung von $i_{k1,kor}$ b) Äquivalent-korrigiertes Netz für die Berechnung von $i_{k2,kor}$ c) Äquivalent-korrigiertes Netz für die Berechnung von $i_{k3,kor}$	225
Abbildung 6.27 – Teil-Kurzschlussströme im vermaschten Netz (original) und bei unabhängiger Einspeisung im korrigierten Netz (korrigiert) und im ursprünglichen Netz (nicht-korrigiert) a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1 b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2	225
Abbildung 6.28 – Teil-Kurzschlussströme im vermaschten Netz (original) und bei unabhängiger Einspeisung im korrigierten Netz (korrigiert) und im ursprünglichen Netz (nicht-korrigiert) a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S3 b) Gesamt-Kurzschlussstrom	226
Abbildung 6.29 – Vermaschtes Netz mit vier Stromrichtern	227
Abbildung 6.30 – Stromfluss in den Teilnetzen bei unabhängiger Einspeisung	227
Abbildung 6.31 – Unabhängige Teilnetze mit äquivalent-korrigierter Leitung	229
Abbildung 6.32 – Teil-Kurzschlussströme im vermaschten Netz (original) und bei unabhängiger Einspeisung im korrigierten Netz (korrigiert) und im ursprünglichen Netz (nicht-korrigiert) a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S1 b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S2	230
Abbildung 6.33 – Teil-Kurzschlussströme im vermaschten Netz (original) und bei unabhängiger Einspeisung im korrigierten Netz (korrigiert) und im ursprünglichen Netz (nicht-korrigiert) a) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S3 b) Teil-Kurzschlussstrom von Stromrichter S4	231
Abbildung 6.34 – Leitungsströme aus dem Originalnetz und aus dem korrigierten Netz a) Leitung L1 b) Leitung L2 c) Leitung L3 d) Leitung L4	232

Abbildung 6.35 – Prozentualer Unterschied zwischen den Dauerkurzschlussströmen I_{k1} aus dem Originalnetz und bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen 234

Abbildung 6.36 – Prozentualer Unterschied zwischen den Dauerkurzschlussströmen I_{k2} aus dem Originalnetz und bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen 234

Abbildung 6.37 – Prozentualer Unterschied zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p1} aus dem Originalnetz und bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen 235

Abbildung 6.38 – Prozentualer Unterschied zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p2} aus dem Originalnetz und bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen 235

Abbildung A2.1 – Stoßfaktor aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Berücksichtigung der Parameter auf der Gleichstromseite) für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 0,1 XLVI

Abbildung A2.2 – Stoßfaktor aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Berücksichtigung der Parameter auf der Gleichstromseite) für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 5,0 XLVI

Abbildung A2.3 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom für verschiedene Parameterverhältnisse XLVII

Abbildung A2.4 – Kurzschlussstrom und Teilströme des Zweipunktstromrichters bei erneuter Entladung des Kondensators nach Wiederaufladung XLIX

Abbildung A2.5 – Prozentualer Unterschied zwischen Stoßkurzschlussstrom aus Simulation und Berechnung (RLC, Sechspulsbrücke) für $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ in Abhängigkeit von L_{DC}/L_{AC} und verschiedenen Kapazitäten L

Abbildung A2.6 – Prozentualer Unterschied zwischen Stoßkurzschlussstrom aus Simulation und Berechnung (RLC, Sechspulsbrücke) für $R_{DC}/R_{AC} = 5$ in Abhängigkeit von L_{DC}/L_{AC} und verschiedenen Kapazitäten L

Abbildung A2.7 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse, L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einer Kapazität von 500 μF LI

-
- Abbildung A2.8 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse, L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einer Kapazität von 10 μF LII
- Abbildung A2.9 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom beim Zweipunktstromrichter aus Berechnung und Simulation in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} - und L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse bei einer Kapazität von 500 μF LII
- Abbildung A2.10 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom beim Zweipunktstromrichter aus Berechnung und Simulation in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} - und L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse bei einer Kapazität von 10 μF LIII
- Abbildung A2.11 – Dauerkurzschlussstrom des bipolaren Zweipunktstromrichters in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und Kapazitäten LIV
- Abbildung A2.12 – Dauerkurzschlussstrom für verschiedene L_{DC}/L_{AC} - und R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_q/L_{AC} -Verhältnis von 0,01 LV
- Abbildung A2.13 – Dauerkurzschlussstrom für verschiedene L_{DC}/L_{AC} - und R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_q/L_{AC} -Verhältnis von 0,5 LV
- Abbildung A2.14 – Dauerkurzschlussstrom für verschiedene L_{DC}/L_{AC} - und R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_q/L_{AC} -Verhältnis von 2,0 LVI
- Abbildung A2.15 – Korrekturfaktor in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_q/L_{AC} -Verhältnis von 0,01 LVI
- Abbildung A2.16 – Korrekturfaktor in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_q/L_{AC} -Verhältnis von 0,5 LVII
- Abbildung A2.17 – Korrekturfaktor in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_q/L_{AC} -Verhältnis von 2,0 LVII
- Abbildung A2.18 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem L_q/L_{AC} -Verhältnis von 0,01 LVIII
- Abbildung A2.19 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem L_q/L_{AC} -Verhältnis von 0,5 LVIII
- Abbildung A2.20 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem L_q/L_{AC} -Verhältnis von 2,0 LIX
-

Abbildung A2.21 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,\text{sim}}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_a/L_{AC} = 0,01$, $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse LIX

Abbildung A2.22 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,\text{sim}}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_a/L_{AC} = 0,01$, $R_{DC}/R_{AC} = 5,0$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse LX

Abbildung A2.23 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,\text{sim}}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_a/L_{AC} = 0,5$, $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse LX

Abbildung A2.24 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,\text{sim}}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_a/L_{AC} = 0,5$, $R_{DC}/R_{AC} = 5,0$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse LXI

Abbildung A2.25 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,\text{sim}}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_a/L_{AC} = 2,0$, $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse LXI

Abbildung A2.26 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,\text{sim}}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_a/L_{AC} = 2,0$, $R_{DC}/R_{AC} = 5,0$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse LXII

Abbildung A2.27 – Kurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters und Näherungen für den Stromanstieg nach Kurzschlusseintritt LXII

Abbildung A2.28 – Leitungskurzschlussströme aus Berechnung und Simulation: a) Bipolares Kabel b) Bipolare Freileitung LXIII

Abbildung A2.29 – Real- und Imaginärteil des Reflexionsfaktors bei einem Kabel mit Bandpass LXIV

Abbildung A3.1 – Ersatzschaltbild für den stationären Zustand bei Speisung eines Kurzschlusses über einen gemeinsamen Pfad in einem radialen Netz mit drei Stromrichtern LXVII

Abbildung A3.2 – Prozentuale Abweichung zwischen den Dauerkurzschlussströmen I_{k1} (Abbildung 6.7) bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen LXXIII

Abbildung A3.3 – Prozentuale Abweichung zwischen den Dauerkurzschlussströmen I_{k2} (Abbildung 6.7) bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen	LXXIII
Abbildung A3.4 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p1} (Abbildung 6.7) bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen	LXXIV
Abbildung A3.5 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p2} (Abbildung 6.7) bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen	LXXIV
Abbildung A3.6 – Prozentuale Abweichung zwischen den Dauerkurzschlussströmen I_{k1} (Abbildung 6.25) bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen	LXXV
Abbildung A3.7 – Prozentuale Abweichung zwischen den Dauerkurzschlussströmen I_{k2} (Abbildung 6.25) bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen	LXXV
Abbildung A3.8 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p1} (Abbildung 6.25) bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen	LXXVI
Abbildung A3.9 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p2} (Abbildung 6.25) bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen	LXXVI
Abbildung A3.10 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen I_{k1} (Abbildung 6.29) bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen	LXXVII
Abbildung A3.11 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen I_{k2} (Abbildung 6.29) bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen	LXXVII
Abbildung A3.12 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p1} (Abbildung 6.29) bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen	LXXVIII
Abbildung A3.13 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p2} (Abbildung 6.29) bei: a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen	LXXVIII

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1 – Hauptmerkmale der netzgeführten und selbstgeführten HGÜ	30
Tabelle 2.2 – Kenngrößen verschiedener Gleichstromleistungsschalter (DC-LS) [21], [45], [51]	34
Tabelle 3.1 – Strom und Spannung bei offenem und kurzgeschlossenem Leitungsende	56
Tabelle 4.1 – Anfangs-Kurzschlusswechselstrom verschiedener Netzgruppen [19]	62
Tabelle 4.2 – Parameter zur Berechnung von Z_{Qt}	79
Tabelle 4.3 – Wertebereich der Netzimpedanz, der Netzreaktanz und des Netzwidestands für die Berechnung von Kurzschlussströmen in Gleichstromnetzen	79
Tabelle 4.4 – Überblick zu Bemessungsleistungen aus aktuellen VSC-Projekten	80
Tabelle 4.5 – Wertebereich der Transformatorimpedanz, -reaktanz und des -widestands für die Berechnung von Kurzschlussströmen in Gleichstromnetzen	81
Tabelle 4.6 – Wertebereich der Armreaktanz für die Berechnung von Kurzschlussströmen in Gleichstromnetzen	82
Tabelle 4.7 – Geometrische Parameter verschiedener Freileitungskonfigurationen [34]	83
Tabelle 4.8 – Elektrische Parameter verschiedener Freileitungskonfigurationen für $f = 0$ Hz	83
Tabelle 4.9 – Elektrische Parameter verschiedener Freileitungskonfigurationen für $f = 50$ Hz	84
Tabelle 4.10 – Abmessungen verschiedener Kabeltypen für die Berechnung elektrischer Parameter	84
Tabelle 4.11 – Elektrische Parameter verschiedener Kabelkonfigurationen für $f = 0$ Hz	84
Tabelle 4.12 – Elektrische Parameter verschiedener Kabelkonfigurationen für $f = 50$ Hz	84
Tabelle 4.13 – Parameterbereich für die Bestimmung des Dauer- und Stoßkurzschlussstroms einer Sechspulsbrücke	85
Tabelle 4.14 – Parameterbereich für die Bestimmung des Stoßkurzschlussstroms eines Mehrpunktstromrichters	88

Tabelle 4.15 – Systemparameter des radialen Gleichstromnetzes	90
Tabelle 4.16 – Einflussfaktoren, die den Kurzschlussstrom auf der Gleichstromseite bestimmen	100
Tabelle 5.1 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit von L_{DC}/L_{AC} für $\kappa \approx 1,005$	116
Tabelle 5.2 – Frequenz, Amplitude und Dauer des Kurzschlussstroms einer Freileitung und eines Kabels in mono- und bipolarer Konfiguration	162
Tabelle 5.3 – Leitungsparameter eines 320-kV-Kabels und einer 500-kV-Freileitung	177
Tabelle 6.1 – Korrekturfaktoren für das radiale Netz mit drei Stromrichtern	205
Tabelle 6.2 – Korrekturfaktoren für das vermaschte Netz mit drei Stromrichtern	223
Tabelle 6.3 – Korrekturfaktoren für die Stromrichter S1 und S2 im vermaschten Netz mit vier Stromrichtern	228
Tabelle 6.4 – Parametervariationsbereich für die Beispielnetze	233
Tabelle A1.1 – Selbstgeführte HGÜ-Systeme	XLIII
Tabelle A2.1 – Bezugsgrößen und Parameterbereich für die Kurzschlussimulationen	XLIV
Tabelle A2.2 – Parameter der Freileitung	XLIV
Tabelle A2.3 – Parameter des Kabels	XLIV
Tabelle A2.4 – Parameter für das Referenznetz und verschiedene Stromrichtertypen	XLIV
Tabelle A2.5 – 50-Hz- und 0-Hz-Parameter (Induktivität und Widerstand) einer Freileitung und eines Kabels für verschiedene Leitungslängen (Auslegung nach Tabelle 5.3)	LXV
Tabelle A2.6 – Parameter des Netzes und der Stromrichterstation	LXV
Tabelle A3.1 – Parameter für die Stromrichterstationen S1,S2,S3 und S4	LXVI
Tabelle A3.2 – Parameter der Freileitung	LXVI
Tabelle A3.3 – Parameter des Kabels	LXVI
Tabelle A3.4 – Korrekturfaktoren für die Stromrichter S2, S3 und S4 im vermaschten Netz mit vier Stromrichtern	LXXII

Eigene Veröffentlichungen

- Krontiris T, Wasserrab A, Balzer G. “Weather-based Loading of Overhead Lines - Consideration of Conductor’s Heat Capacity”. Modern Electric Power Systems (MEPS). Breslau, 2010.
- Wasserrab A, Balzer G. “Calculation of Short-Circuit Currents in HVDC Systems”. 46th Universities Power Engineering Conference. Soest, 2011.
- Wasserrab A, Fleckenstein M, Balzer G. “Integration of Wind Power in Germany’s Transmission Grid by using HVDC Links”. Windintegration Workshop. Lissabon, 2012.
- Fleckenstein M, Wasserrab A, Balzer G. “Enhancing the Reliability of AC Transmission Networks by Using a Long Distance HVDC Link”. Windintegration Workshop. Lissabon, 2012.
- Wasserrab A, Balzer G. “Evaluation of Short-Circuit Currents in Multi-Terminal HVDC Systems”. EPE 2012. Iasi, 2012.
- Wasserrab A, Just B, Balzer G. “Contribution of HVDC Converters to the DC Short Circuit Current”. 48th Universities Power Engineering Conference. Dublin, 2013.
- Wasserrab A, Balzer G. “Frequency-Dependent Cables for the Calculation of Line Short-Circuit Currents in HVDC Networks”. 49th Universities Power Engineering Conference. Cluj, 2014.
- Wasserrab A, Balzer G. “The significance of frequency-dependent overhead lines for the calculation of HVDC line short-circuit currents”. Electrical Engineering. Vol. 96. No. 4, 2014.
- Wasserrab A, Balzer G. “Evaluation and Calculation of Short-Circuit Currents in Prospective Multi-Terminal HVDC Grids”. EPRI High Voltage Direct Current & Flexible Alternating Current Transmission Conference. Palo Alto, 2015.
- Wasserrab A, Balzer G. “Frequency-dependent cables and overhead lines for the calculation of short-circuit currents of HVDC converters”. International Conference on Power Systems Transients. Cavtat, 2015.
- Wasserrab A, Balzer G. “Calculation of Short-Circuit Currents in Multi-Terminal HVDC Systems based on Modular Multilevel Converters”. Cigré Symposium. Lund, 2015.
- Wasserrab A, Balzer G. “Determination of DC Short-Circuit Currents of MMC-HVDC Converters for DC Circuit Breaker Dimensioning”. 11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission. Birmingham, 2015.
- Balzer G, Wasserrab A. “Kurzschlussstromberechnung – Nachbildung paralleler Transformatoren”. Magazin für die Energiewirtschaft. Vol. 10, 2015.

Betreute studentische Arbeiten

2012

- Akhtar MF. “Untersuchung und Implementierung eines HGÜ Mehrpunkt-Stromrichters”, MA 468.
- Rabiee S. “Mehrpunkt-Stromrichter – Gleichstromnetze für die Integration erneuerbarer Energien”, MA 467.
- Andres C. “Kurzschlussstrombeitrag frequenzabhängiger Leitungen in Gleichstromnetzen”, BA 645.
- Benedikt J. “Kurzschlussverhalten von Stromrichtern bei DC-Fehlern in HGÜ-Systemen”, BA 643.
- Pokam A. “Evaluierung von Kurzschlussströmen in Gleichstromnetzen auf der Basis von selbstgeführten Stromrichtern”, SA 618.

2013

- Srivastava AK. “Anforderung an das Schutzsystem bei Kurzschlüssen in HGÜ-Netzen”, MA 510.
- Chen X. “Untersuchung des transienten Verhaltens von HGÜ-Stromrichtern bei Kurzschlüssen in Gleichstromnetzen”, MA 507.
- Malik Y. “Kurzschlussströme frequenzabhängiger Leitungen in Hochspannungs-Gleichstrom-Netzen”, MA 503.
- Nasir M. “Modellierung und Untersuchung von selbstgeführten Modulen Vollbrücken Mehrpunkt-Umrichtern in HGÜ-Systemen”, MA 488.
- Pokam A. “Untersuchung der Realisierbarkeit eines überlagerten Gleichstromnetzes in Europa und Implementierung in PSCAD”, DA 485.
-

2014

- Murali A. “Modellierung einer VSC-HGÜ in PSS/E und PSCAD”, MA 525.
- Brak V. “Bedeutung frequenzabhängiger Leitungen bei der Untersuchung von Stromrichter-Kurzschlussströmen in Hochspannungs-Gleichstromnetzen”, DA 524.

-
- Trautmann T. “Auswirkungen von DC Kurzschlussströmen in Hochspannungs-Gleichstrom-Systemen”, BA 701.

2015

- Khaliq S. “Einfluss von Erdungskonzepten auf den Kurzschlussstrom in HGÜ-Netzen”, MA 564.
- Biswas S. “Kurzschlussströme in HGÜ-Netzen: Bewertung von Kurzschlussstrom-Einflussfaktoren”, MA 561.
- Chen C. “Kurzschlussstrombeitrag einer MMC-HGÜ mit Vollbrücken-Modulen”, MA 548.
- Zhang E. “Berücksichtigung frequenzabhängiger Kabel bei der Berechnung von Leitungs-Kurzschlussströmen in HGÜ-Systemen”, MA 542.
- Boma Mbang SD. “DC Kurzschlussströme – Topologie- und Fehlerortabhängigkeit bei Kurzschlüssen in HGÜ-Netzen”, BA 710.
- Fopa A. “Bedeutung des Lastzustands bei der Kurzschlussstromberechnung in HGÜ-Systemen”, BA 709.
- Ganss P. “Anforderung an selbstgeführte HGÜ-Stromrichter bei einem Kurzschluss auf der Drehstromseite”, BA 708.
- Usta AB. “Kurzschlussstrombeitrag von Stromrichtern in radialen und vermaschten HGÜ-Netzen”, BA 707.

2016

- Saqib M. “Überspannungen in VSC-HGÜ-Systemen”, MA 580.

Anhang

A1 Anhang zu Kapitel 4

Tabelle A1.1 – Selbstgeführte HGÜ-Systeme

Projektname	Inbetr.	U_{DC} / kV	P_{DC} / MW	Q / Mvar	Hersteller	Leitung
Hällsjön	1997	10	3	3	ABB	VPE Kabel, Freileitung
Gotland	1999	80	50	55	ABB	VPE Kabel
Terranora Interconnector	2000	80	60	165	ABB	VPE Kabel
Tjaereborg	2000	9	7,2	4	ABB	VPE Kabel
Eagle Pass	2000	15,9	36	36	ABB	B2B
Cross Sound Cable	2002	150	330	150	ABB	VPE Kabel
Murraylink	2002	150	220	150	ABB	VPE Kabel
Troll A 1-2	2005	60	44	24	ABB	VPE Kabel
Estlink	2006	150	350	125	ABB	VPE Kabel
BorWin1	2009	150	400	150	ABB	VPE Kabel
Caprivi Link	2010	350	300	200	ABB	Freileitung
TransBay Project	2010	200	400	170	Siemens	VPE Kabel
Vallhall	2011	150	78	48	ABB	VPE Kabel
East West Interconnector	2012	200	500	150	ABB	VPE Kabel
DolWin1	2013	320	800	260	ABB	VPE Kabel
HelWin1	2014	250	576	NaN	Siemens	VPE Kabel
Skagerrak4	2014	500	700	80	ABB	MI Kabel
Mackinac	2014	71	200	100	ABB	B2B
INELFE	2014	320	1000	350	Siemens	VPE Kabel
3-Terminal-VSC China	2014	160	200	NaN	NaN	VPE Kabel, Freileitung
BorWin2	2015	300	800	NaN	Siemens	VPE Kabel
Nordbalt	2015	300	700	350	ABB	VPE Kabel
DolWin2	2015	320	900	380	ABB	VPE Kabel
Troll A 3-4	2015	60	50	24	ABB	VPE Kabel
Åland	2015	80	100	30	ABB	VPE Kabel
HelWin2	2015	320	690	NaN	Siemens	VPE Kabel
SylWin1	2015	320	864	NaN	Siemens	VPE Kabel
SydVästlänken	2015	300	1200	NaN	Alstom	VPE Kabel, Freileitung
DolWin3	2017	320	900	NaN	ABB	VPE Kabel, Freileitung
Caithness Moray Link	2018	320	1200	394	ABB	VPE Kabel

A2 Anhang zu Kapitel 5

Tabelle A2.1 – Bezugsgrößen und Parameterbereich für die Kurzschlussimulationen

Bezugsgrößen	
verkettete Spannung U	400 kV
Drehstrominduktivität L_{AC}	0,1 H
Parameterbereich (generell)	
R_{AC}/X_{AC}	[0,02; 0,04; ...; 1]
R_{DC}/R_{AC}	[0,1; 0,5; 1; 5]
L_{DC}/L_{AC}	[0,01; 0,05; 0,1; 0,2; 0,3; 0,5; 1; 2; 3; 4; 5]
Parameterbereich Zweipunktstromrichter	
C_{DC}	[10 μ F; 50 μ F; 100 μ F; 500 μ F]
Parameterbereich Mehrpunktstromrichter	
L_d/L_{AC}	[0,01; 0,1; 0,5; 1; 2]

Tabelle A2.2 – Parameter der Freileitung

	monopolar	bipolar
Leiterseilradius r_l	0,01433 m	0,01433 m
spezifischer Widerstand des Leiters ρ_l	$0,0288 \cdot 10^{-10} \Omega m$	$0,0288 \cdot 10^{-10} \Omega m$
spezifischer Widerstand der Erde ρ_e	100 Ωm	100 Ωm
Leiterseilhöhe h	38 m	38 m
Durchhang s	17,47 m	17,47 m
Anzahl der Bündelleiter n	2	2
Bündelleiterabstand a	0,45 m	0,45 m
Abstand zwischen den Leitern d	-	13,4 m
Erdseilradius $r_{l,e}$	0,005524 m	0,005524 m
Erdseilhöhe $h_{l,e}$	47,2 m	47,2 m
spezifischer Widerstand des Erdseils $\rho_{l,e}$	$2,746 \cdot 10^{-7} \Omega m$	$2,746 \cdot 10^{-7} \Omega m$

Tabelle A2.3 – Parameter des Kabels

	monopolar	bipolar
Leiterradius r_L	0,028 m	0,028 m
spezifischer Widerstand des Leiters ρ_L	$1,786 \cdot 10^{-8} \Omega m$	$1,786 \cdot 10^{-8} \Omega m$
Radius der inneren Isolation r_1	0,054 m	0,054 m
Permittivität der inneren Isolation ε_1	2,5	2,5
Mantelradius r_M	0,059 m	0,059 m
spezifischer Widerstand des Mantels ρ_M	$2,08 \cdot 10^{-7} \Omega m$	$2,08 \cdot 10^{-7} \Omega m$
Radius der äußeren Isolation r_2	0,064 m	0,064 m
Permittivität der äußeren Isolation ε_2	2,4	2,4
Verlegetiefe h	1,2 m	1,2 m
Abstand zwischen den Leitern d	-	0,3 m

Tabelle A2.4 – Parameter für das Referenznetz und verschiedene Stromrichtertypen

Netz	
Nennspannung U_n	380 kV
Anfangskurzschlusswechselstrom I_k''	50 kA
Spannungsfaktor c	1,1
R/X -Verhältnis	0,05
Betriebsspannung U_b	400 kV
Transformator	
relative Kurzschlussspannung u_{kr}	15 %
Bemessungsscheinleistung S_{rT}	1200 MVA
Bemessungsspannung Netzseite U_{rTN}	400 kV
Bemessungsspannung Stromrichterseite U_{rTS}	333 kV
relative Verluste u_{Rr}	0,5 %
Stromrichterreaktanz (Zweipunktstromrichter)	
relative Kurzschlussspannung u_{Xr}	15 %
Bemessungsscheinleistung S_{rX}	1200 MVA
Bemessungsspannung U_{rX}	333 kV

Arminduktivität (Mehrpunktstromrichter)	
relative Kurzschlussspannung u_{Xr}	15 %
Bemessungsscheinleistung S_{rX}	1200 MVA
Bemessungsspannung U_{rX}	333 kV
Gleichstromkondensator (Zweipunktstromrichter)	
Kapazität C_{DC}	100 μ F

Sechspulsbrücke monopolar

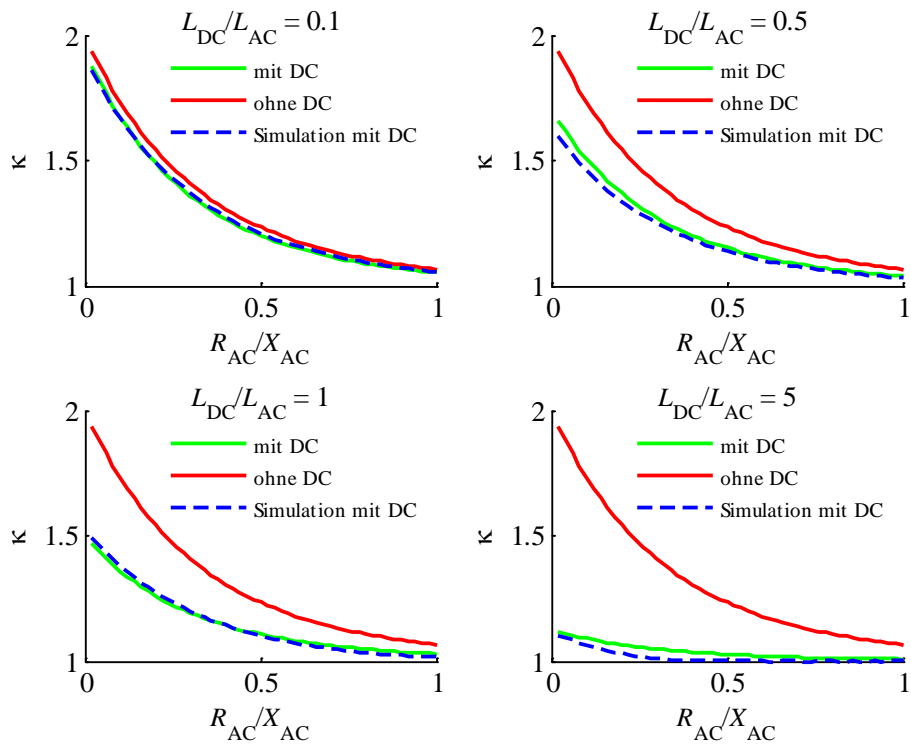


Abbildung A2.1 – Stoßfaktor aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Berücksichtigung der Parameter auf der Gleichstromseite) für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 0,1

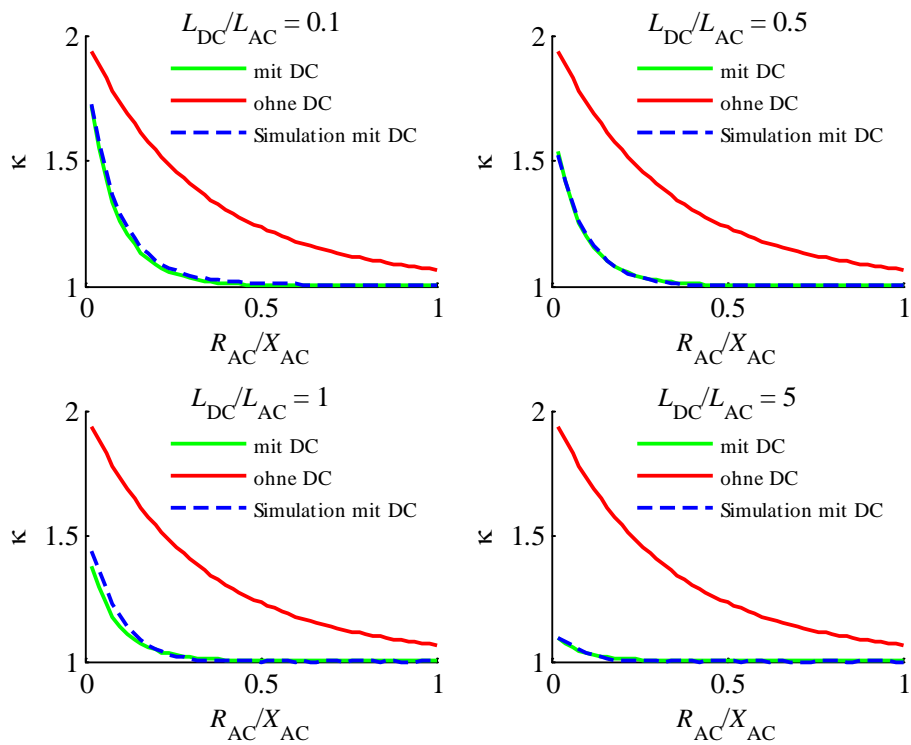


Abbildung A2.2 – Stoßfaktor aus Simulation und Berechnung (mit und ohne Berücksichtigung der Parameter auf der Gleichstromseite) für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem R_{DC}/R_{AC} -Verhältnis von 5,0

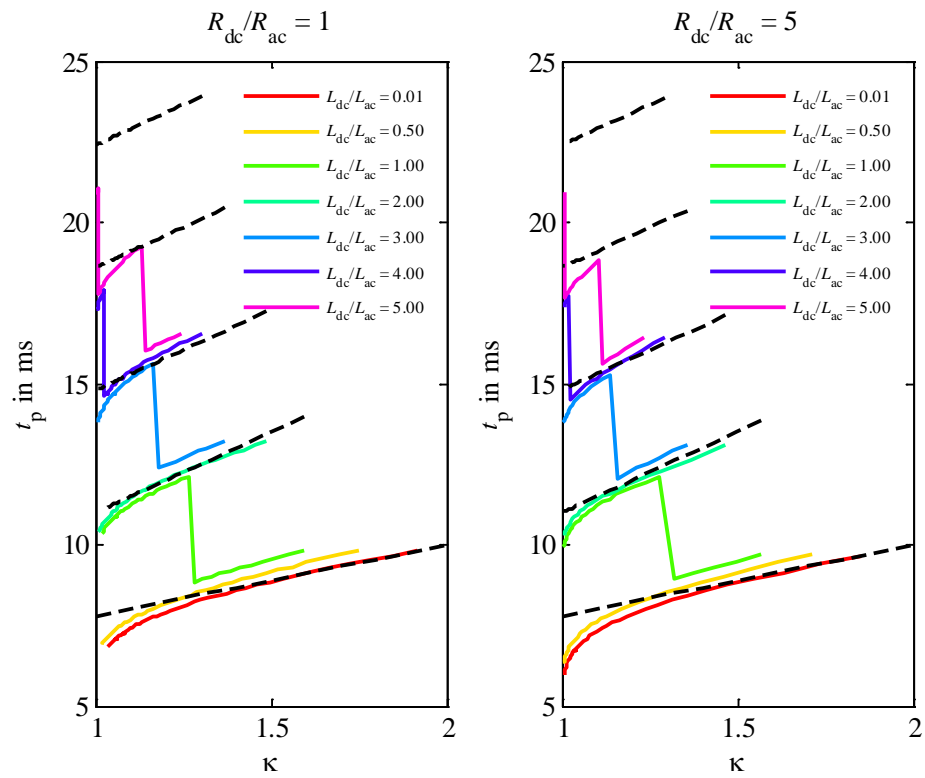
Sechspulsbrücke bipolar

Abbildung A2.3 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom für verschiedene Parameterverhältnisse

Zweipunktstromrichter monopolar

Im Folgenden wird auf die Herleitung des Entladestroms unter Berücksichtigung des Stromrichterstroms eingegangen. Der Stromrichter wird als Gleichspannungsquelle mit Innenwiderstand R_i und Inneninduktivität L_i nachgebildet.

Unter Berücksichtigung einer zusätzlichen Inneninduktivität L_i gelten mit $i_k = i_c + i_{st}$ für die beiden Maschen I und II nach Abbildung 5.22 folgende Umlaufgleichungen:

$$\begin{aligned} i_c \cdot \left(\frac{1}{pC_{DC}} + pL_{DC} + R_{DC} \right) + i_{st} \cdot (pL_{DC} + R_{DC}) &= \frac{U_{DC}}{p} \\ i_{st} &= \frac{1}{p} \frac{1}{(R_i + pL_i) \cdot C_{DC}} i_c \end{aligned} \quad (A2.1)$$

Durch Gleichsetzen und Umformen folgt:

$$\begin{aligned} i_c \cdot \left(\frac{1}{pC_{DC}} + pL_{DC} + R_{DC} \right) + i_c \frac{1}{p} \frac{pL_{DC} + R_{DC}}{(R_i + pL_i) \cdot C_{DC}} &= \frac{U_{DC}}{p} \\ i_c &= \frac{U_{DC} \cdot (R_i + pL_i) \cdot C_{DC}}{p^3 C_{DC} L_{DC} L_i + p^2 \cdot (C_{DC} L_{DC} R_i + R_{DC} C_{DC} L_i) + p \cdot (L_i + L_{DC} + R_{DC} R_i C_{DC}) + R_i + R_{DC}} \end{aligned} \quad (A2.2)$$

$$i_c = \frac{U_{DC}}{L_{DC}} \frac{\frac{R_i}{L_i} + p}{p^3 + p^2 \cdot \left(\frac{R_i}{L_i} + \frac{R_{DC}}{L_{DC}} \right) + p \cdot \left(\frac{1}{C_{DC} L_{DC}} + \frac{1}{C_{DC} L_i} + \frac{R_{DC} R_i}{L_{DC} L_i} \right) + \frac{R_i + R_{DC}}{C_{DC} L_{DC} L_i}} \quad (A2.3)$$

Aus dem Nennerpolynom werden die Nullstellen $n_{1,2,3}$ bestimmt, dabei ist $k_{1,2,3} = -n_{1,2,3}$:

$$i_c = \frac{U_{DC}}{L_{DC}} \frac{\frac{R_i}{L_i} + p}{(p + k_1) \cdot (p + k_2) \cdot (p + k_3)} \quad (A2.4)$$

Für die Zeitfunktion folgt durch inverse Laplacetransformation:

$$i_c = \frac{U_{DC}}{L_{DC}} \cdot \left[\frac{R_i}{L_i} \left(\frac{e^{-k_1 t}}{(k_2 - k_1) \cdot (k_3 - k_1)} + \frac{e^{-k_2 t}}{(k_3 - k_2) \cdot (k_1 - k_2)} + \frac{e^{-k_3 t}}{(k_1 - k_3) \cdot (k_2 - k_3)} \right) - \frac{k_1 e^{-k_1 t}}{(k_2 - k_1) \cdot (k_3 - k_1)} - \frac{k_2 e^{-k_2 t}}{(k_3 - k_2) \cdot (k_1 - k_2)} - \frac{k_3 e^{-k_3 t}}{(k_1 - k_3) \cdot (k_2 - k_3)} \right] \quad (A2.5)$$

Im Folgenden wird verdeutlicht, wie sich die erneute Entladung des Kondensators nach Wiederaufladung auf den Kurzschlussstrom des Zweipunktstromrichters auswirkt. Abbildung A2.4 zeigt dazu den Stromrichterstrom i_{st} , den Kondensatorstrom i_c und den Kurzschlussstrom i_k des Zweipunktstromrichters bei einem Kurzschluss auf der Gleichstromseite. Auffällig in diesem Simulationsbeispiel ist die erneute Aufladung des Kondensators, die bei etwa 10 ms einsetzt, und die anschließende Entladung. Dadurch kommt es zu einer Erhöhung des Kurzschlussstroms bei etwa 20 ms. Dieser Vorgang führt somit zu höheren Stoßkurzschlussströmen, welche jedoch zu einem späteren Zeitpunkt auftreten.

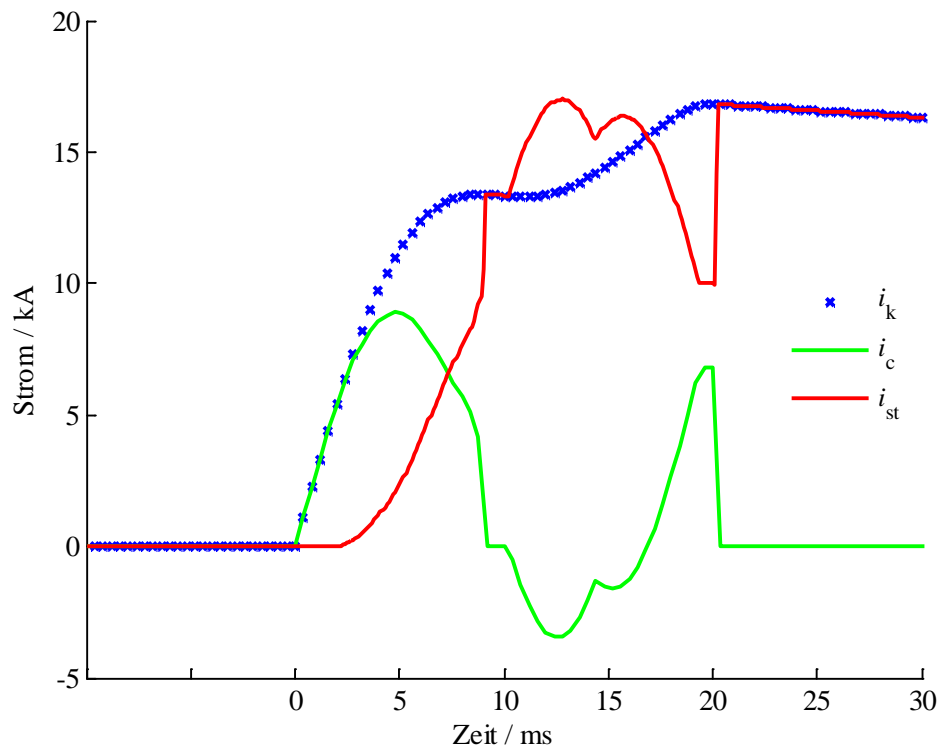


Abbildung A2.4 – Kurzschlussstrom und Teilströme des Zweipunktstromrichters bei erneuter Entladung des Kondensators nach Wiederaufladung

Der Stoßkurzschlussstrom des Zweipunktstromrichters liegt zwischen einer Obergrenze, welche durch den Stoßkurzschlussstrom des RLC-Kreises bestimmt ist, und einer Untergrenze, welche vom Stoßkurzschlussstrom der Sechspulsbrücke vorgegeben ist. Durch die wiederholte Ladung und Entladung des Kondensators kann der tatsächliche Stoßkurzschlussstrom vom berechneten Wert abweichen. Abbildung A2.5 und Abbildung A2.6 zeigen dazu den prozentualen Unterschied zwischen den Stoßkurzschlussströmen aus Simulation und Berechnung in Abhängigkeit des L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und Kapazitäten. Bei der Bestimmung des prozentualen Unterschieds wird für den berechneten Wert der höhere Stoßkurzschlussstrom aus der Berechnung für die Sechspulsbrücke und des RLC-Kreises angesetzt.

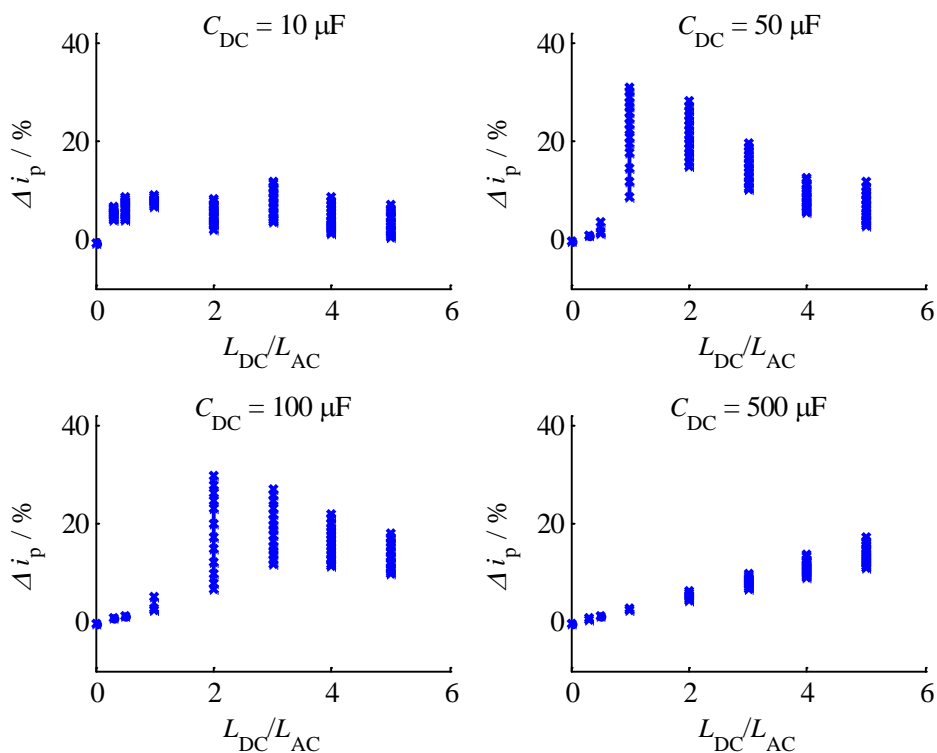


Abbildung A2.5 – Prozentualer Unterschied zwischen Stoßkurzschlussstrom aus Simulation und Berechnung (RLC, Sechspulsbrücke) für $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ in Abhängigkeit von L_{DC}/L_{AC} und verschiedenen Kapazitäten

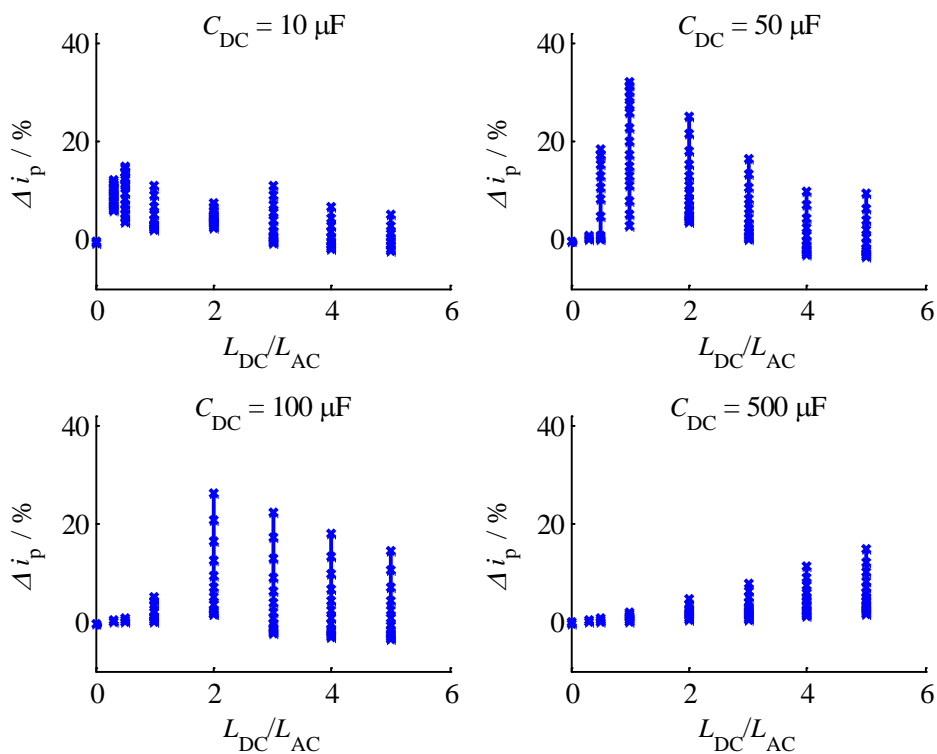


Abbildung A2.6 – Prozentualer Unterschied zwischen Stoßkurzschlussstrom aus Simulation und Berechnung (RLC, Sechspulsbrücke) für $R_{DC}/R_{AC} = 5$ in Abhängigkeit von L_{DC}/L_{AC} und verschiedenen Kapazitäten

Abbildung A2.7 zeigt den Stoßkurzschlussstrom des Zweipunktstromrichters in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} - und L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse bei einer Kapazität von 500 μF . Die schwarzen Kreuze geben die entsprechenden, berechneten Stoßkurzschlussströme für einen unabhängigen RLC-Kreis an. In nahezu allen Fällen decken sich die simulierten mit den berechneten Werten. Nur bei sehr großen Induktivitäten auf der Gleichstromseite kommt es zu geringfügigen Abweichungen.

Für die Stoßkurzschlussströme in Abbildung A2.8 wird eine sehr kleine Kapazität von 10 μF verwendet. In diesem Fall decken sich die Ergebnisse aus Simulation und Berechnung nur für kleinere Induktivitäten auf der Gleichstromseite. Für größere Induktivitäten dominiert der Anteil des Stromrichters insbesondere für kleine R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisse. Die Berechnung nach Gleichung (5.86) ist in diesem Fall nicht mehr zulässig, da die entsprechenden Ergebnisse auf der unsicheren Seite liegen.

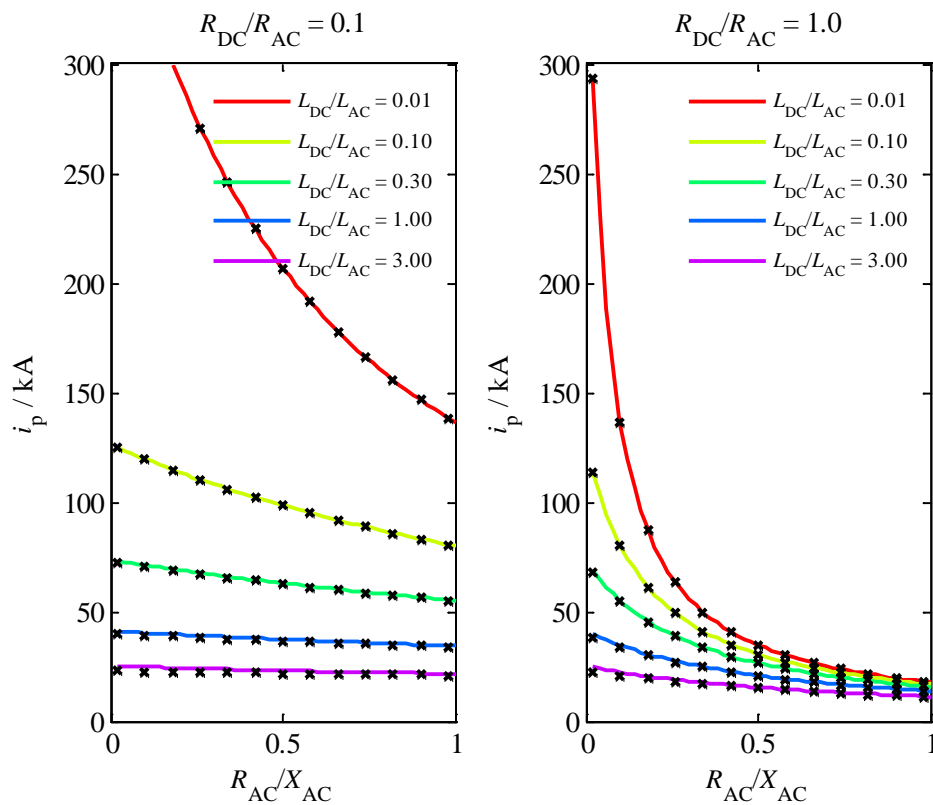


Abbildung A2.7 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse, L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einer Kapazität von 500 μF

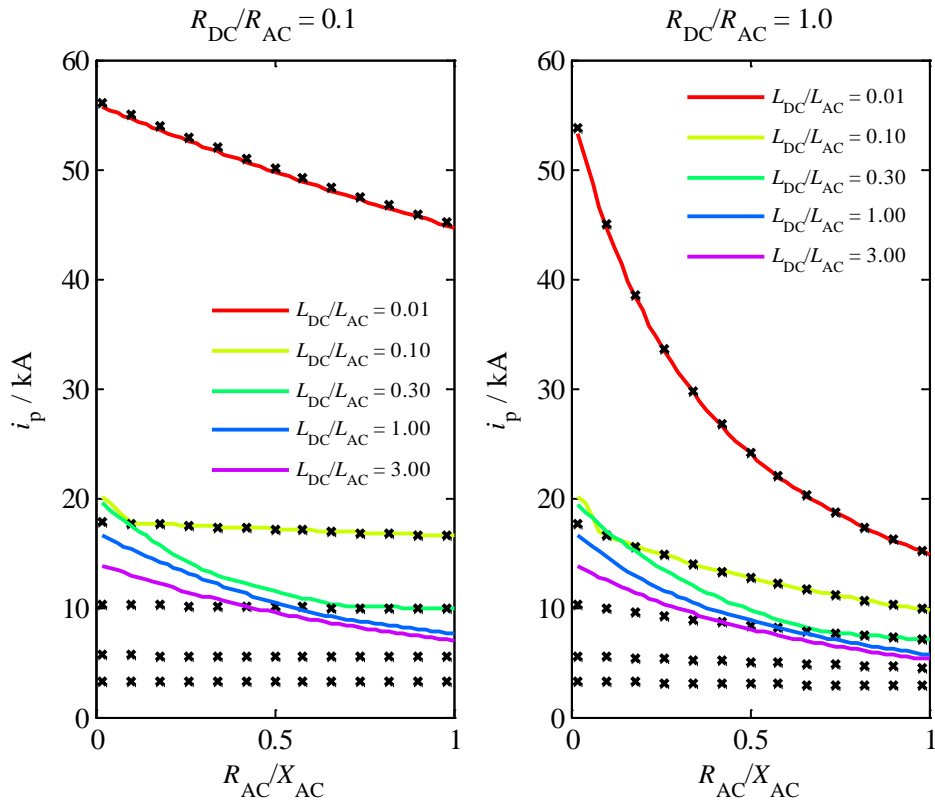


Abbildung A2.8 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse, L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einer Kapazität von $10 \mu\text{F}$

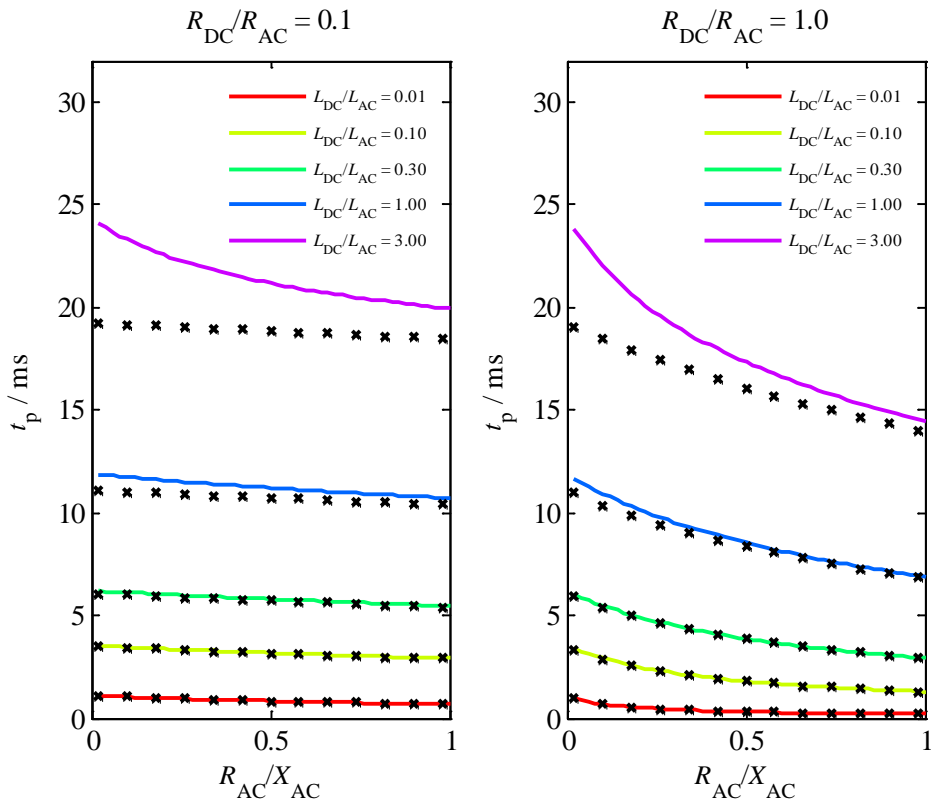


Abbildung A2.9 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom beim Zweipunktstromrichter aus Berechnung und Simulation in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} - und L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse bei einer Kapazität von $500 \mu\text{F}$

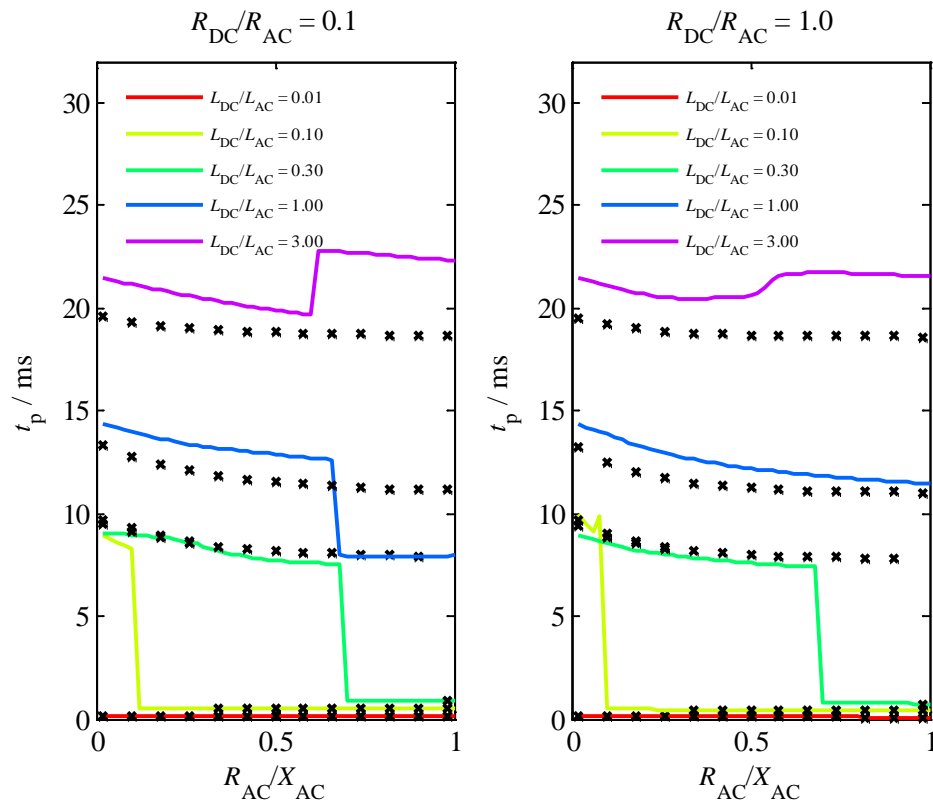


Abbildung A2.10 – Zeit bis zum Stoßkurzschlussstrom beim Zweipunktstromrichter aus Berechnung und Simulation in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} - und L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse bei einer Kapazität von $10 \mu\text{F}$

Zweipunktstromrichter bipolar

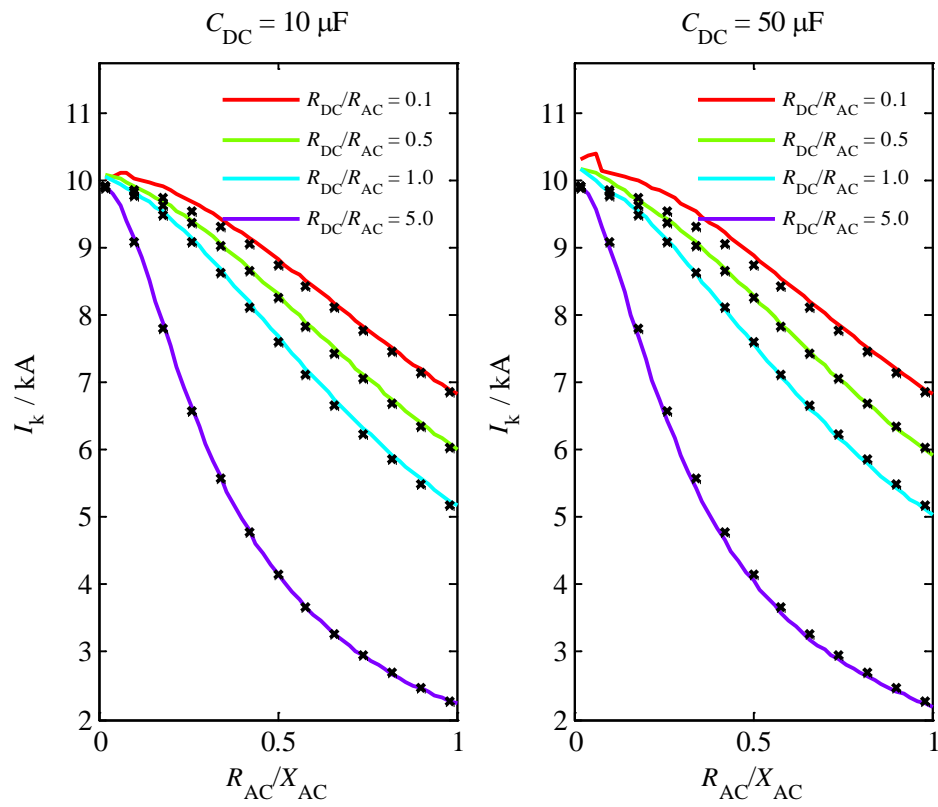


Abbildung A2.11 – Dauerkurzschlussstrom des bipolaren Zweipunktstromrichters in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und Kapazitäten

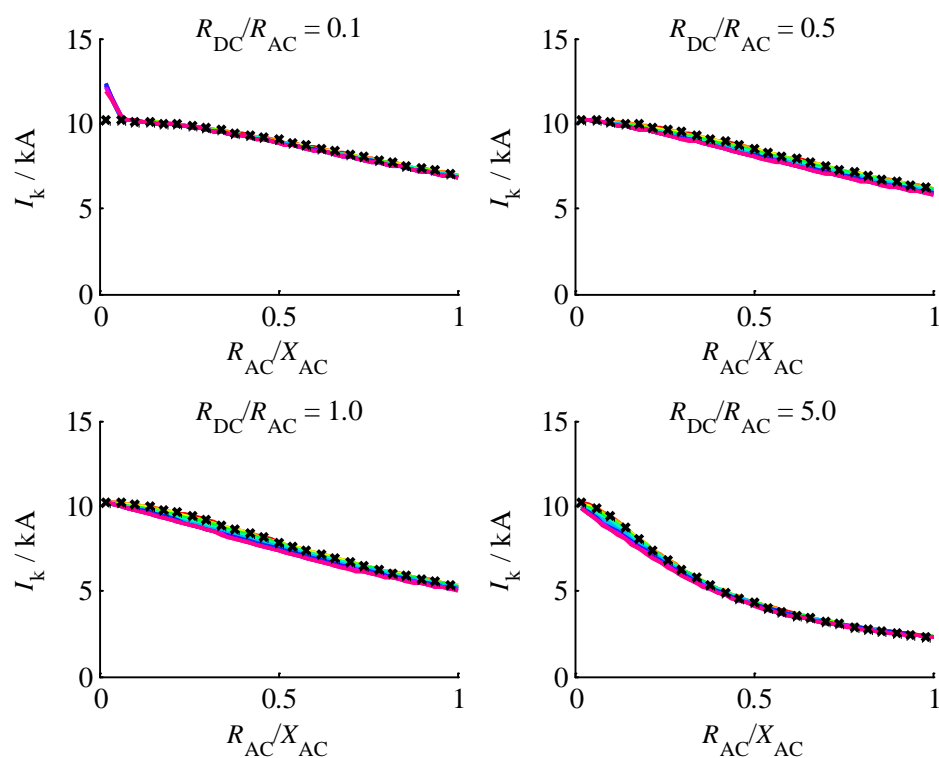
Mehrpunktstromrichter monopolar

Abbildung A2.12 – Dauerkurzschlussstrom für verschiedene L_{DC} / L_{AC} - und R_{DC} / R_{AC} -Verhältnisse und einem L_q / L_{AC} -Verhältnis von 0,01

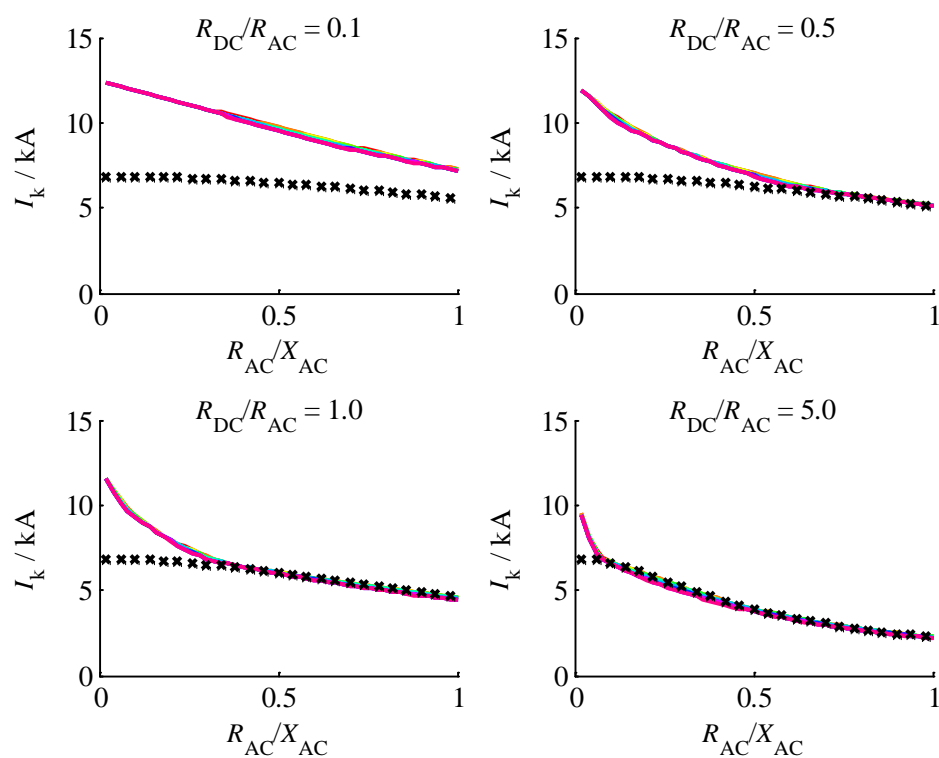


Abbildung A2.13 – Dauerkurzschlussstrom für verschiedene L_{DC} / L_{AC} - und R_{DC} / R_{AC} -Verhältnisse und einem L_q / L_{AC} -Verhältnis von 0,5

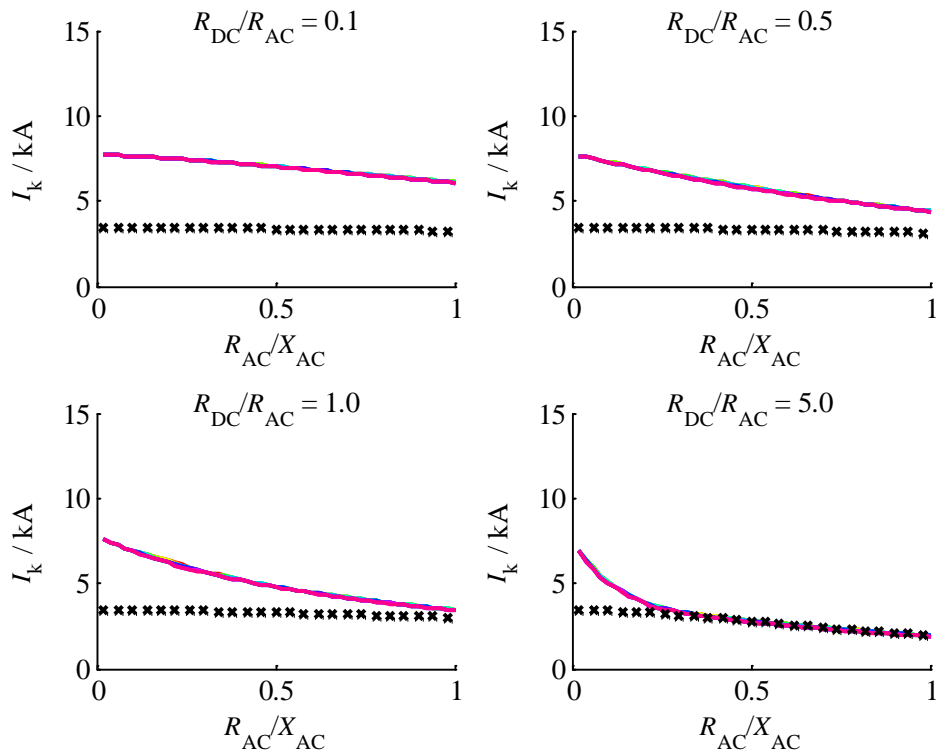


Abbildung A2.14 – Dauerkurzschlussstrom für verschiedene L_{DC}/L_{AC} - und R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_u/L_{AC} -Verhältnis von 2,0

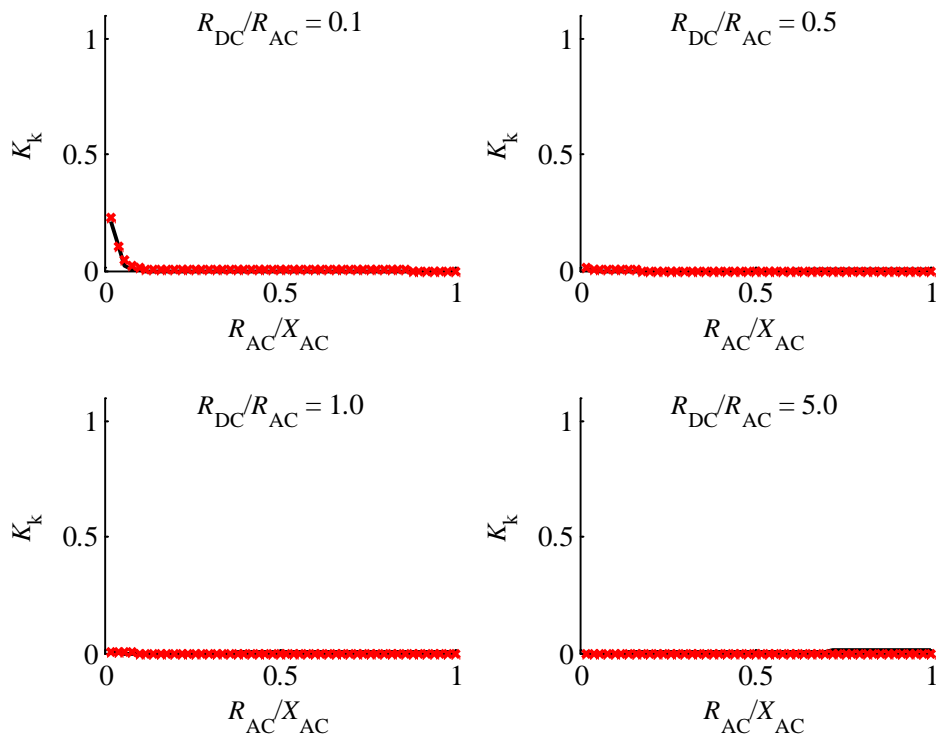


Abbildung A2.15 – Korrekturfaktor in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_u/L_{AC} -Verhältnis von 0,01

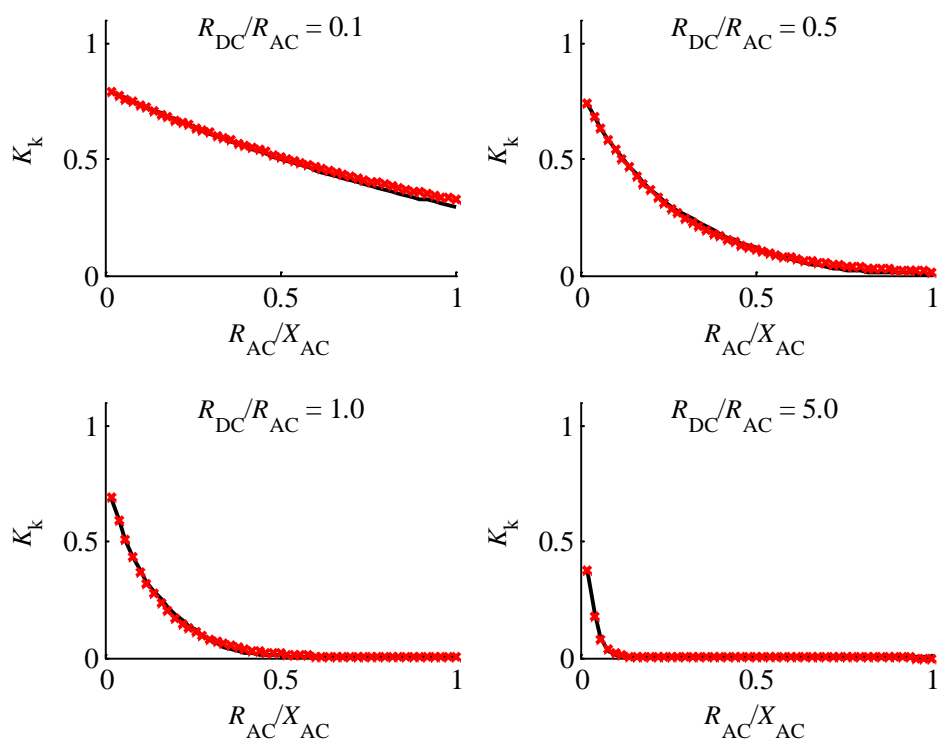


Abbildung A2.16 – Korrekturfaktor in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_d/L_{AC} -Verhältnis von 0,5

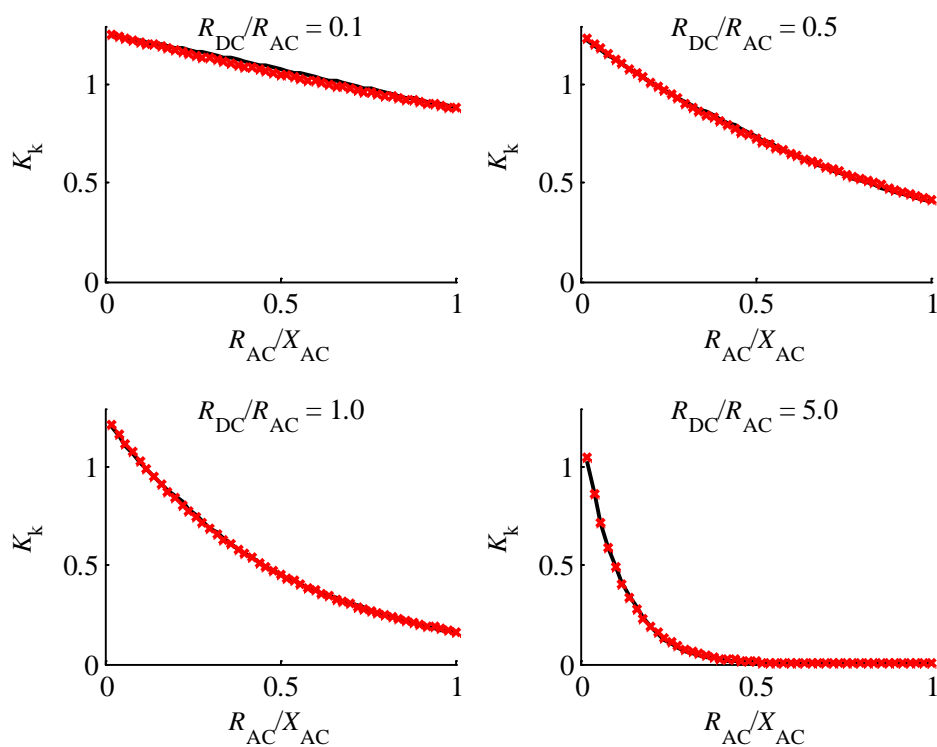


Abbildung A2.17 – Korrekturfaktor in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für verschiedene R_{DC}/R_{AC} -Verhältnisse und einem L_d/L_{AC} -Verhältnis von 2,0

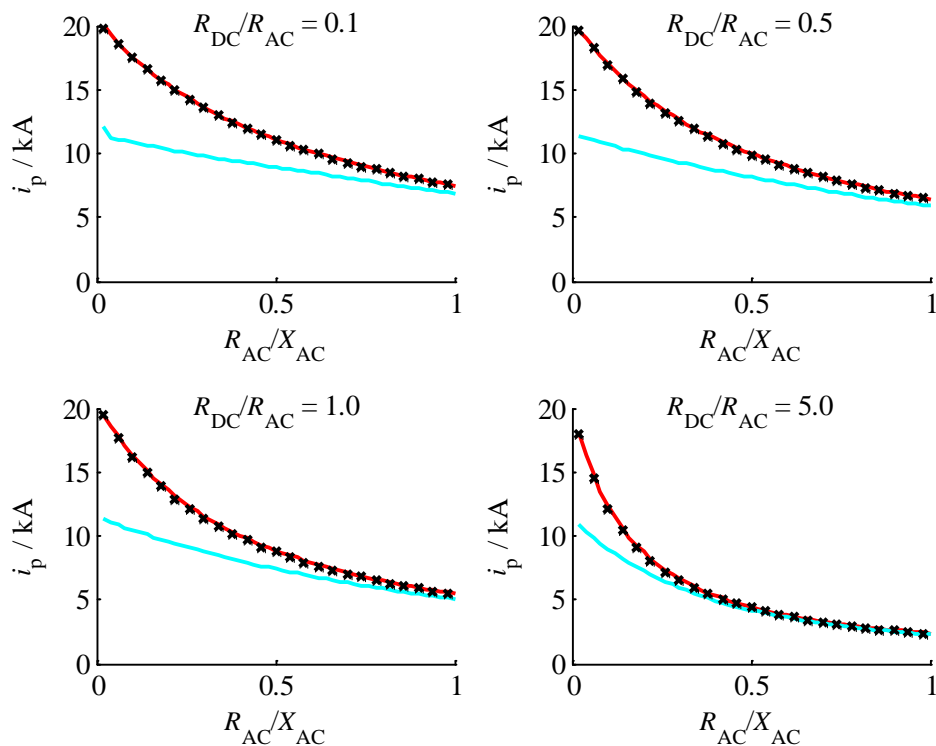


Abbildung A2.18 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem L_d/L_{AC} -Verhältnis von 0,01

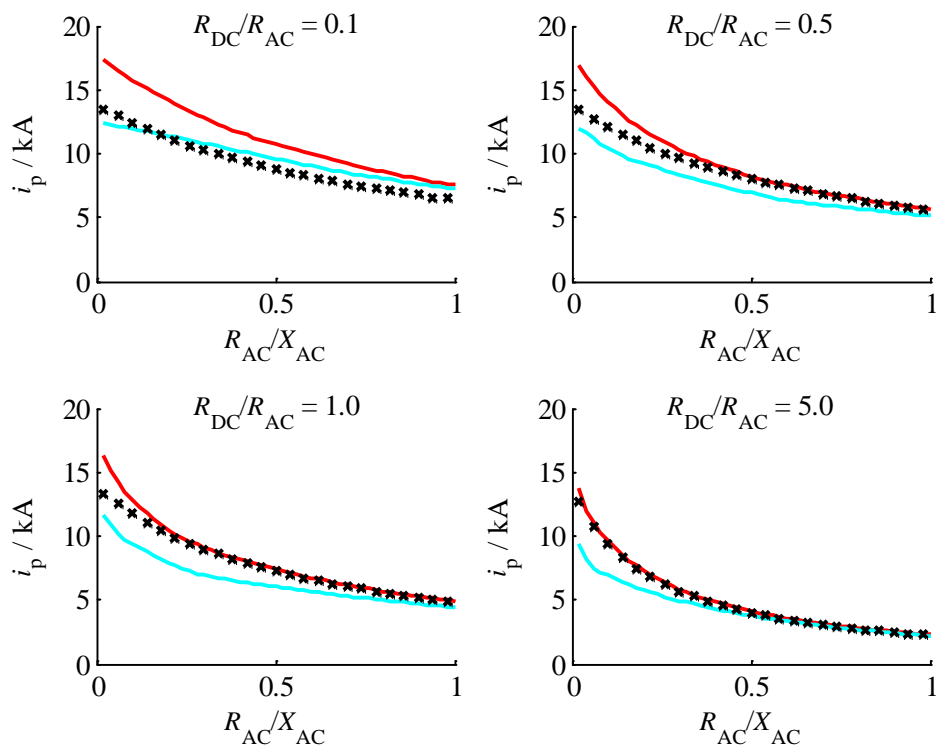


Abbildung A2.19 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem L_d/L_{AC} -Verhältnis von 0,5

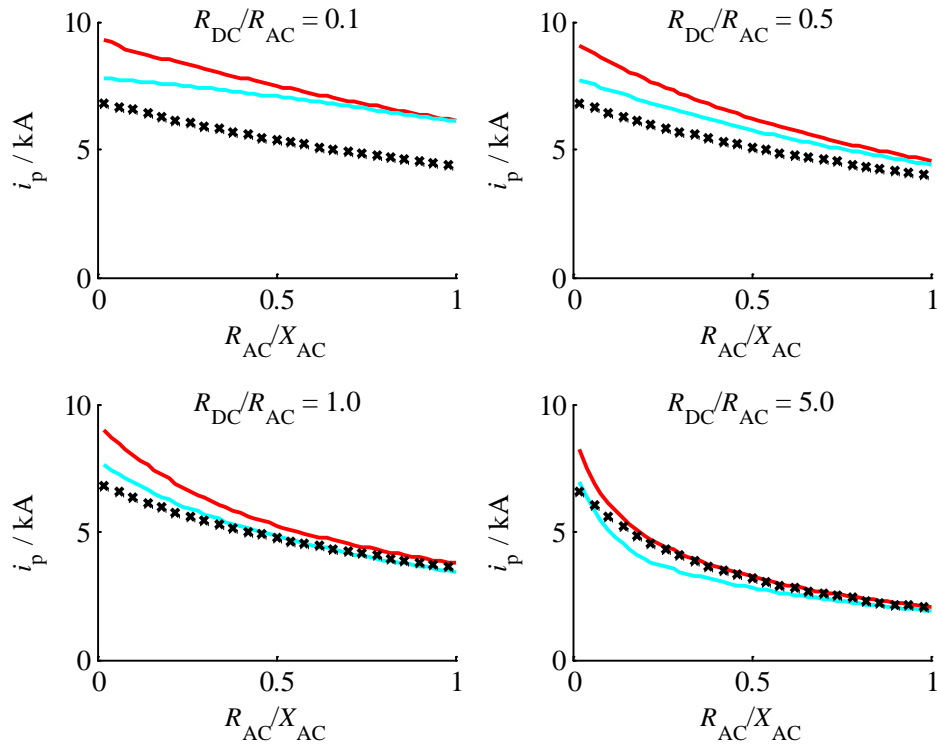


Abbildung A2.20 – Stoßkurzschlussstrom in Abhängigkeit vom R_{AC}/X_{AC} -Verhältnis für verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse und einem L_q/L_{AC} -Verhältnis von 2,0

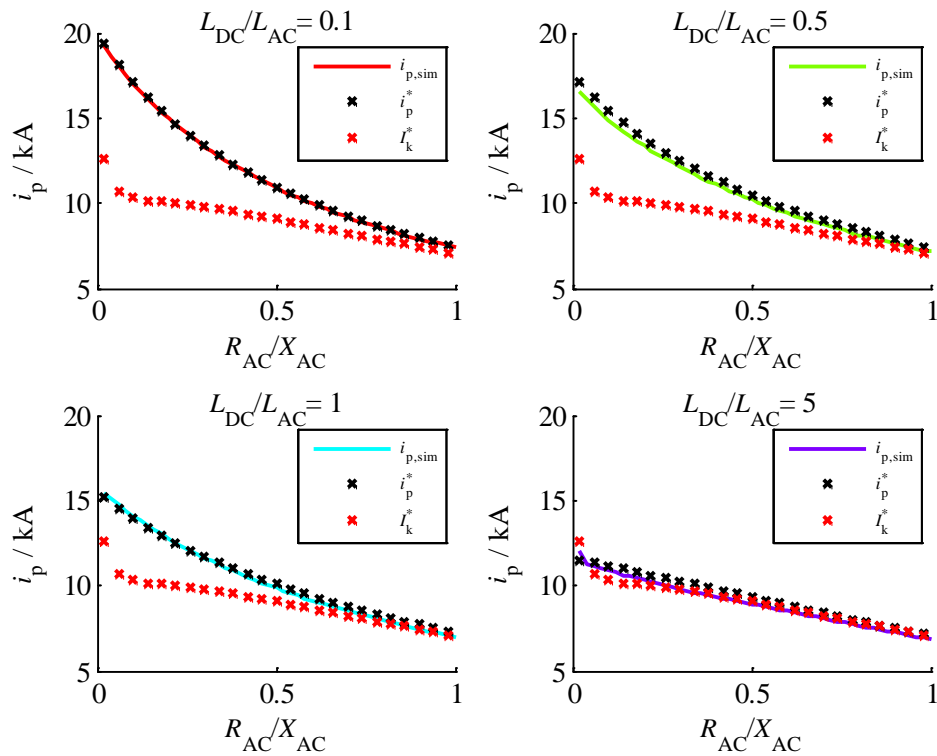


Abbildung A2.21 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_q/L_{AC} = 0,01$, $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse

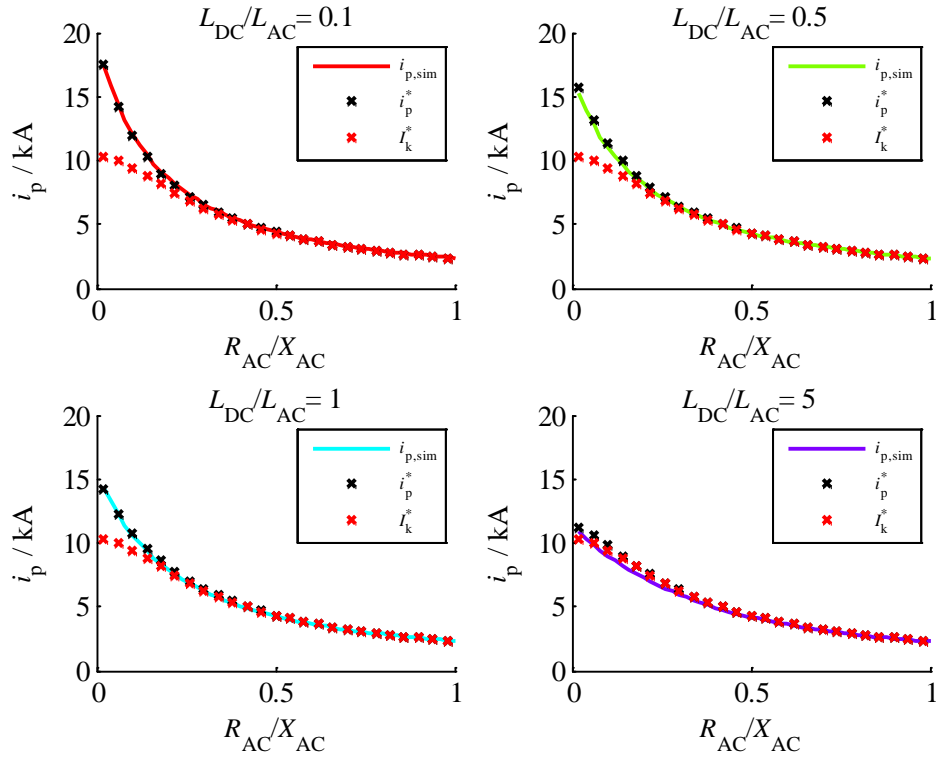


Abbildung A2.22 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_d/L_{AC} = 0,01$, $R_{DC}/R_{AC} = 5,0$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse

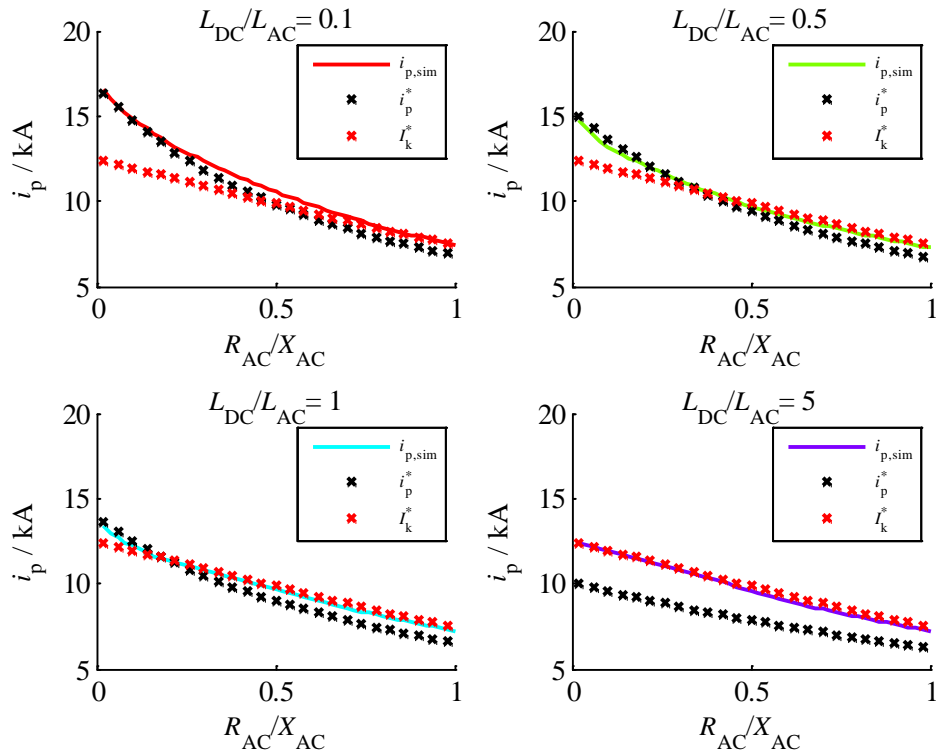


Abbildung A2.23 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_d/L_{AC} = 0,5$, $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse

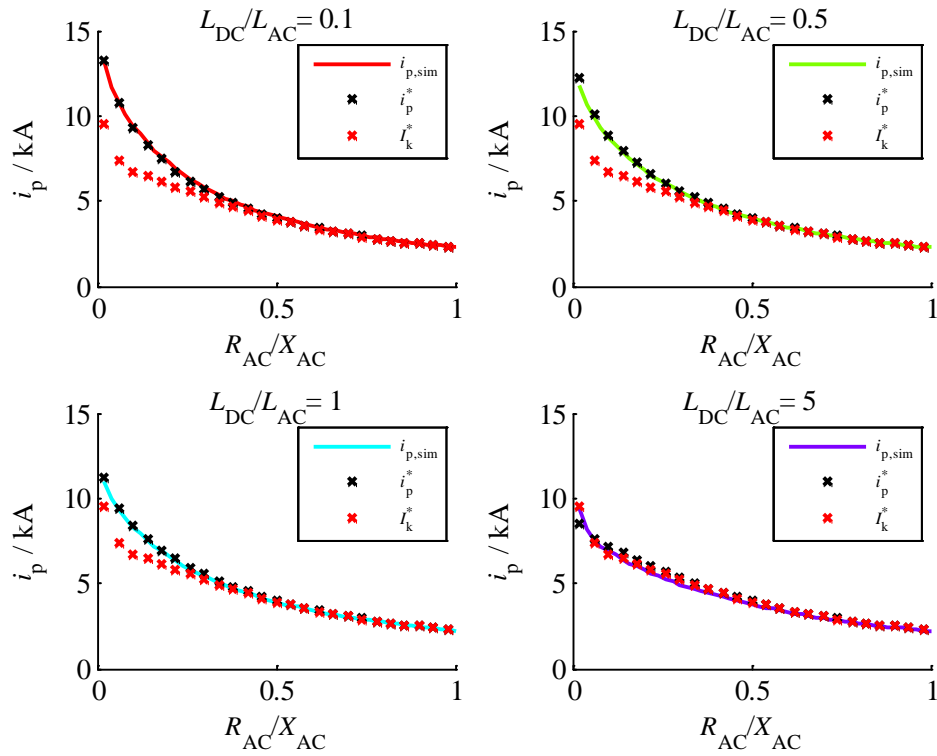


Abbildung A2.24 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_{DC}/L_{AC} = 0,5$, $R_{DC}/R_{AC} = 5,0$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse

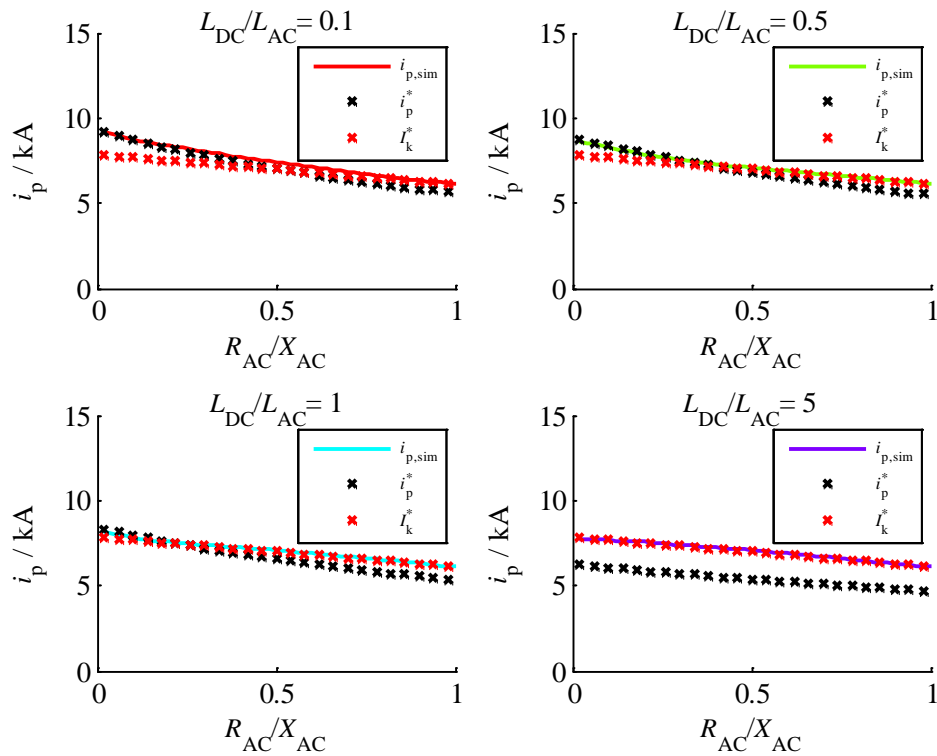


Abbildung A2.25 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_{DC}/L_{AC} = 2,0$, $R_{DC}/R_{AC} = 0,1$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse

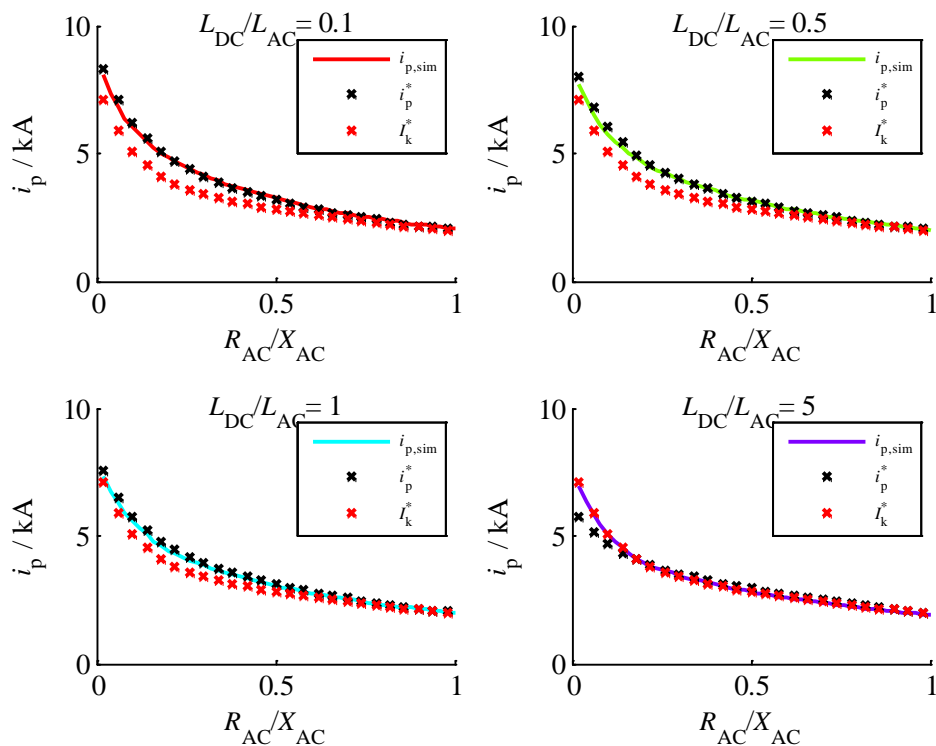


Abbildung A2.26 – Stoßkurzschlussstrom aus Simulation $i_{p,sim}$ und Berechnung i_p^* und Dauerkurzschlussstrom I_k^* in Abhängigkeit des R_{AC}/X_{AC} -Verhältnisses für $L_d/L_{AC} = 2,0$, $R_{DC}/R_{AC} = 5,0$ und verschiedene L_{DC}/L_{AC} -Verhältnisse

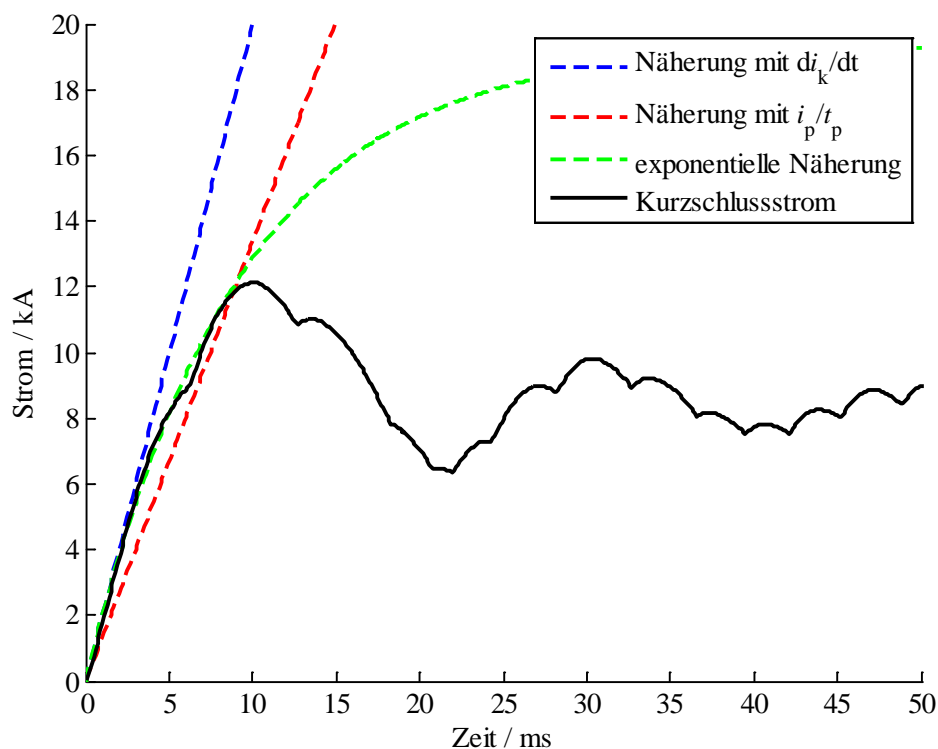


Abbildung A2.27 – Kurzschlussstrom des Mehrpunktstromrichters und Näherungen für den Stromanstieg nach Kurzschlusseintritt

Leitungen

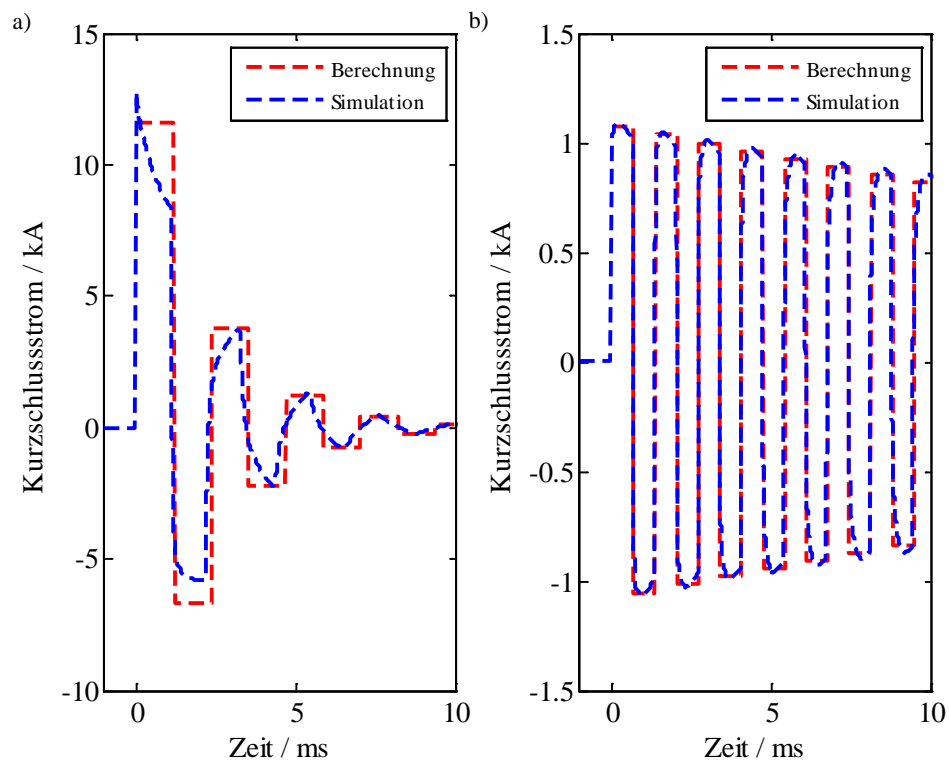


Abbildung A2.28 – Leitungskurzschlussströme aus Berechnung und Simulation:

a) Bipolares Kabel

b) Bipolare Freileitung

Filter

Die folgende Abbildung zeigt den Real- und Imaginärteil des Reflexionsfaktors eines Kabels, welches durch einen Bandpass abgeschlossen ist. Die Kabeldaten sind Tabelle A2.3 zu entnehmen. Der Bandpassfilter hat folgende Parameterwerte: $C_B = 10 \mu\text{F}$, $L_B = 0,1 \text{ H}$, $R_B = 1 \Omega$.

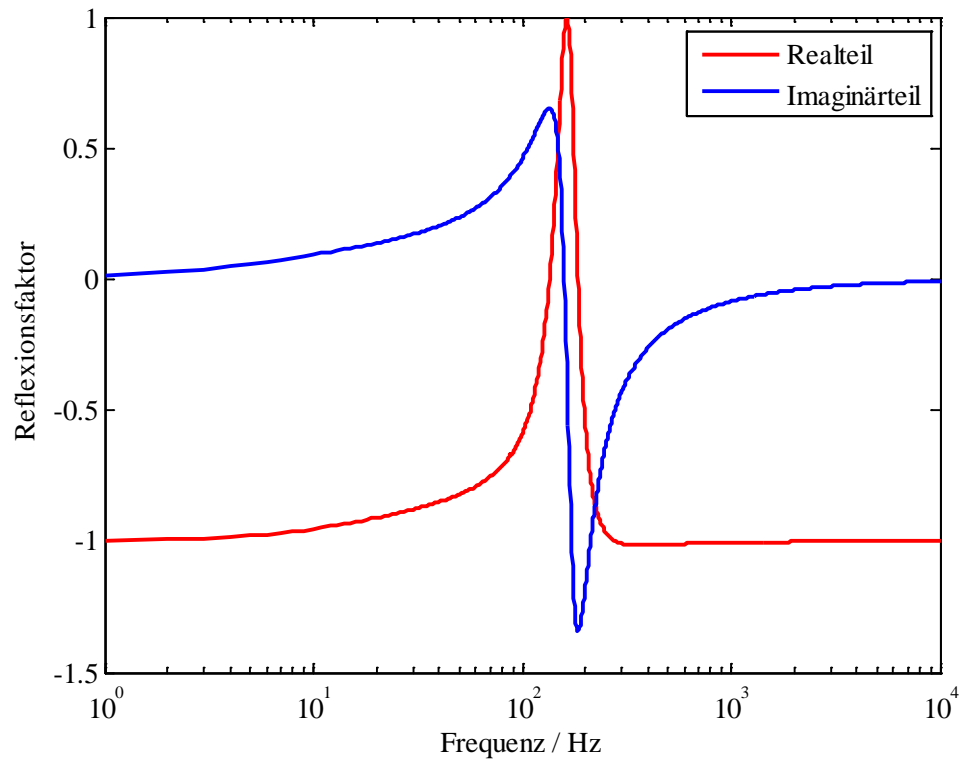


Abbildung A2.29 – Real- und Imaginärteil des Reflexionsfaktors bei einem Kabel mit Bandpass

Frequenzabhängige Leitungsimpedanzen

Tabelle A2.5 – 50-Hz- und 0-Hz-Parameter (Induktivität und Widerstand) einer Freileitung und eines Kabels für verschiedene Leitungslängen (Auslegung nach Tabelle 5.3)

Leitungslänge		2 km	50 km	100 km	200 km
Freileitung monopolar	$R_{0\text{Hz}}$	0,045 Ω	1,12 Ω	2,24 Ω	4,5 Ω
	$R_{50\text{Hz}}$	0,14 Ω	3,5 Ω	7 Ω	13,76 Ω
	$L_{0\text{Hz}}$	5 mH	125 mH	250 mH	500 mH
	$L_{50\text{Hz}}$	3,8 mH	94 mH	188 mH	373 mH
Freileitung bipolar	$R_{0\text{Hz}}$	0,083 Ω	2,23 Ω	4,47 Ω	8,93 Ω
	$R_{50\text{Hz}}$	0,093 Ω	2,32 Ω	4,63 Ω	9,15 Ω
	$L_{0\text{Hz}}$	4,1 mH	101 mH	203 mH	406 mH
	$L_{50\text{Hz}}$	4,1 mH	101 mH	202 mH	402 mH
Kabel monopolar	$R_{0\text{Hz}}$	0,0147 Ω	0,368 Ω	0,737 Ω	1,47 Ω
	$R_{50\text{Hz}}$	0,25 Ω	6,21 Ω	12,3 Ω	23,3 Ω
	$L_{0\text{Hz}}$	5,5 mH	137 mH	275 mH	550 mH
	$L_{50\text{Hz}}$	0,5 mH	12 mH	24 mH	50 mH
Kabel bipolar	$R_{0\text{Hz}}$	0,029 Ω	0,7252 Ω	1,45 Ω	2,9 Ω
	$R_{50\text{Hz}}$	0,26 Ω	6,47 Ω	12,7 Ω	23,5 Ω
	$L_{0\text{Hz}}$	2,1 mH	52,3 mH	105 mH	209 mH
	$L_{50\text{Hz}}$	1,4 mH	36 mH	71,5 mH	139 mH

Tabelle A2.6 – Parameter des Netzes und der Stromrichterstation

Netzeinspeisung	
Nennspannung U_n	380 kV
Betriebsspannung U_b	400 kV
Spannungsfaktor c	1,1
Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k''	60 kA
R/X -Verhältnis	0,1
Transformator	
relative Kurzschlussspannung u_{kr}	15 %
Übersetzungsverhältnis U_{rTOS}/U_{rTUS}	400 kV/333 kV
Bemessungsscheinleistung S_{rT}	1050 MVA
relative Verluste u_{Rr}	0,5 %
Stromrichter	
Bemessungsscheinleistung S_{rS}	1050 MVA
Arminduktivität L_a	50 mH

A3 Anhang zu Kapitel 6

Systemparameter

Tabelle A3.1 – Parameter für die Stromrichterstationen S1,S2,S3 und S4

Netz	
Nennspannung U_n	380 kV
Anfangskurzschlusswechselstrom I_k''	60 kA (S1), 20 kA (S2), 60 kA (S3), 20 kA (S4)
Spannungsfaktor c	1,1
R/X -Verhältnis	0,05
Betriebsspannung U_b	400 kV
Transformator	
relative Kurzschlussspannung u_{kr}	15 % (S1), 20 % (S2), 15 % (S3), 15 % (S4)
Bemessungsscheinleistung S_{rT}	1200 MVA
Bemessungsspannung Netzseite U_{rTN}	400 kV
Bemessungsspannung Stromrichterseite U_{rTS}	349 kV ($m = 0,7$)
relative Verluste u_{Rr}	0,5 %
Arminduktivität (Mehrpunktstromrichter)	
relative Kurzschlussspannung u_{Xr}	15 %
Bemessungsscheinleistung S_{rX}	1200 MVA
Bemessungsspannung U_{rX}	349 kV
Stromanstieg di_k/dt	20 A/ μ s

Tabelle A3.2 – Parameter der Freileitung

	monopolar	bipolar
Leiterseilradius r_l	0,01433 m	0,01433 m
spezifischer Widerstand des Leiters ρ_l	$0,0288 \cdot 10^{-10} \Omega m$	$0,0288 \cdot 10^{-10} \Omega m$
spezifischer Widerstand der Erde ρ_e	100 Ωm	100 Ωm
Leiterseilhöhe h	38 m	38 m
Durchhang s	17,47 m	17,47 m
Anzahl der Bündelleiter n	2	2
Bündelleiterabstand a	0,45 m	0,45 m
Abstand zwischen den Leitern d	-	13,4 m
Erdseilradius $r_{l,e}$	0,005524 m	0,005524 m
Erdseilhöhe $h_{l,e}$	47,2 m	47,2 m
spezifischer Widerstand des Erdseils $\rho_{l,e}$	$2,746 \cdot 10^{-7} \Omega m$	$2,746 \cdot 10^{-7} \Omega m$

Tabelle A3.3 – Parameter des Kabels

	monopolar	bipolar
Leiterradius r_L	0,028 m	0,028 m
spezifischer Widerstand des Leiters ρ_L	$1,786 \cdot 10^{-8} \Omega m$	$1,786 \cdot 10^{-8} \Omega m$
Radius der inneren Isolation r_1	0,054 m	0,054 m
Permittivität der inneren Isolation ε_1	2,5	2,5
Mantelradius r_M	0,059 m	0,059 m
spezifischer Widerstand des Mantels ρ_M	$2,08 \cdot 10^{-7} \Omega m$	$2,08 \cdot 10^{-7} \Omega m$
Radius der äußeren Isolation r_2	0,064 m	0,064 m
Permittivität der äußeren Isolation ε_2	2,4	2,4
Verlegetiefe h	1,2 m	1,2 m
Abstand zwischen den Leitern d	-	0,3 m

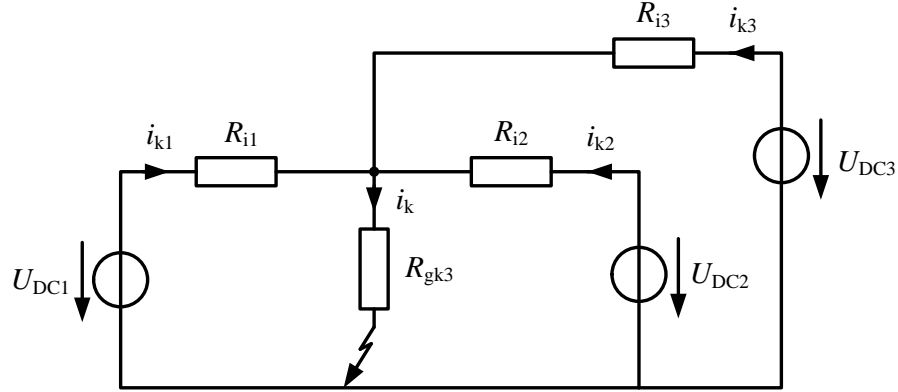
Methode A: Drei Stromrichter und ein gemeinsamer Kurzschlusspfad

Abbildung A3.1 – Ersatzschaltbild für den stationären Zustand bei Speisung eines Kurzschlusses über einen gemeinsamen Pfad in einem radialen Netz mit drei Stromrichtern

Kurzschluss von U_{DC2} und U_{DC3} :

$$i_{k1,1} = \frac{U_{DC1}}{R_{i1} + \frac{R_{gk3} \frac{R_{i2} R_{i3}}{R_{i2} + R_{i3}}}{R_c + \frac{R_{i2} R_{i3}}{R_{i2} + R_{i3}}}} = \frac{R_{gk3} R_{i2} + R_{gk3} R_{i3} + R_{i2} R_{i3}}{R_{i1} R_{i2} R_{gk3} + R_{i1} R_{i3} R_{gk3} + R_{i1} R_{i2} R_{i3} + R_{i2} R_{i3} R_{gk3}} U_{DC1} \quad (A3.1)$$

Kurzschluss von U_{DC1} und U_{DC2} :

$$\begin{aligned} i_{ges} &= \frac{U_{DC3}}{R_{i3} + \frac{R_{gk3} \frac{R_{i2} R_{i1}}{R_{i2} + R_{i1}}}{R_{gk3} + \frac{R_{i2} R_{i1}}{R_{i2} + R_{i1}}}} = \frac{U_{DC3}}{R_{i3} + \frac{R_{gk3} R_{i2} R_{i1}}{R_{gk3} R_{i2} + R_c R_{i1} + R_{i2} R_{i1}}} \\ i_{k1,2} &= - \frac{\frac{R_{i2} R_{gk3}}{R_{i2} + R_{gk3}}}{R_{i1} + \frac{R_{i2} R_{gk3}}{R_{i2} + R_{gk3}}} i_{ges} = - \frac{R_{i2} R_{gk3}}{R_{i1} R_{i2} + R_{i1} R_{gk3} + R_{i2} R_{gk3}} i_{ges} \\ &= - \frac{R_{i2} R_{gk3}}{R_{i1} R_{i2} + R_{i1} R_{gk3} + R_{i2} R_{gk3}} \frac{U_{DC3}}{R_{i3} + \frac{R_{gk3} R_{i2} R_{i1}}{R_{gk3} R_{i2} + R_{gk3} R_{i1} + R_{i2} R_{i1}}} \\ &= - \frac{R_{i2} R_{gk3}}{R_{i1} R_{i2} R_{i3} + R_{i1} R_{i3} R_{gk3} + R_{i2} R_{i3} R_{gk3} + R_{i1} R_{i2} R_{gk3}} U_{DC3} \end{aligned} \quad (A3.2)$$

Kurzschluss von U_{DC1} und U_{DC3} :

$$\begin{aligned}
 i_{\text{ges}} &= \frac{U_{DC2}}{R_{i2} + \frac{R_{\text{gk3}} \frac{R_{i3} R_{i1}}{R_{i3} + R_{i1}}}{R_{\text{gk3}} + \frac{R_{i3} R_{i1}}{R_{i3} + R_{i1}}}} = \frac{U_{DC2}}{R_{\text{int2}} + \frac{R_{\text{gk3}} R_{i3} R_{i1}}{R_{\text{gk3}} R_{i3} + R_{\text{gk3}} R_{i1} + R_{i3} R_{i1}}} \\
 i_{k1,3} &= - \frac{\frac{R_{i3} R_c}{R_{i3} + R_{\text{gk3}}}}{R_{i1} + \frac{R_{i3} R_{\text{gk3}}}{R_{i3} + R_{\text{gk3}}}} i_{\text{ges}} = - \frac{R_{i3} R_{\text{gk3}}}{R_{i1} R_{i3} + R_{i1} R_{\text{gk3}} + R_{i3} R_{\text{gk3}}} i_{\text{ges}} \\
 &= - \frac{R_{i3} R_{\text{gk3}}}{R_{i1} R_{i3} + R_{i1} R_{\text{gk3}} + R_{i3} R_{\text{gk3}}} \frac{U_{DC2}}{R_{i2} + \frac{R_{\text{gk3}} R_{i3} R_{i1}}{R_{\text{gk3}} R_{i3} + R_{\text{gk3}} R_{i1} + R_{i3} R_{i1}}} \\
 &= - \frac{R_{i3} R_{\text{gk3}}}{R_{i1} R_{i2} R_{i3} + R_{i1} R_{i3} R_{\text{gk3}} + R_{i2} R_{i3} R_{\text{gk3}} + R_{i1} R_{i2} R_{\text{gk3}}} U_{DC2}
 \end{aligned} \tag{A3.3}$$

Gesamt-Kurzschlussstrom:

$$i_{k1} = i_{k1,1} + i_{k1,2} + i_{k1,3} = \frac{R_{i2} R_{i3}}{R_{i1} R_{i2} R_{\text{gk3}} + R_{i1} R_{i3} R_{\text{gk3}} + R_{i1} R_{i2} R_{i3} + R_{i2} R_{i3} R_{\text{gk3}}} U_{DC1} \tag{A3.4}$$

Spannungsverhältnis unter Berücksichtigung einer Gegenspannung:

$$\begin{aligned}
 \frac{U_{DC1} - U_{\text{g}}}{R_{i1} + R_{\text{gk3}}} &= \frac{R_{i2} R_{i3}}{R_{i1} R_{i2} R_{\text{gk3}} + R_{i1} R_{i3} R_{\text{gk3}} + R_{i1} R_{i2} R_{i3} + R_{i2} R_{i3} R_{\text{gk3}}} U_{DC1} \\
 \frac{U_{\text{g}}}{U_{DC1}} &= \frac{R_{\text{gk3}} R_{i1}}{R_{\text{gk3}} R_{i1} + R_{i1} \frac{R_{i2} R_{i3}}{R_{i2} + R_{i3}} + R_{\text{gk3}} \frac{R_{i2} R_{i3}}{R_{i2} + R_{i3}}}
 \end{aligned} \tag{A3.5}$$

Methode B: Berechnung der Leitungsströme im vermaschten 4-Stationen-Netz**Stromrichter S1:**

$$\begin{aligned} I_{k11} &= \frac{R_{DC3} + R_{DC4}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}} I_{k15B} \\ &= \frac{R_{DC3} + R_{DC4}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}} \frac{R_{DC5A}}{R_{DC5A} + R_{DC5B} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}}} I_{k1} \\ I_{k12} &= I_{k11} \\ I_{k13} &= I_{k14} \\ I_{k14} &= \frac{R_{DC1} + R_{DC2}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}} I_{k15B} \\ &= \frac{R_{DC1} + R_{DC2}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}} \frac{R_{DC5A}}{R_{DC5A} + R_{DC5B} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}}} I_{k1} \\ I_{k15A} &= \frac{R_{DC5B} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}}}{R_{DC5A} + R_{DC5B} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}}} I_{k1} \\ I_{k15B} &= \frac{R_{DC5A}}{R_{DC5A} + R_{DC5B} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}}} I_{k1} \end{aligned} \tag{A3.6}$$

Stromrichter S2:

Dreieck-Stern-Transformation (Masche A-C-F):

$$\begin{aligned} R_{DC,A} &= \frac{(R_{DC3} + R_{DC4}) \cdot R_{DC5A}}{R_{DC3} + R_{DC4} + R_{DC5A} + R_{DC5B}} \\ R_{DC,C} &= \frac{(R_{DC3} + R_{DC4}) \cdot R_{DC5B}}{R_{DC3} + R_{DC4} + R_{DC5A} + R_{DC5B}} \\ R_{DC,F} &= \frac{R_{DC5A} \cdot R_{DC5B}}{R_{DC3} + R_{DC4} + R_{DC5A} + R_{DC5B}} \end{aligned} \tag{A3.7}$$

Dreieck-Stern-Transformation (Masche A-B-C):

$$\begin{aligned} R_{DC,A2} &= \frac{(R_{DC3} + R_{DC4}) \cdot R_{DC1}}{R_{DC3} + R_{DC4} + R_{DC1} + R_{DC2}} \\ R_{DC,C2} &= \frac{(R_{DC3} + R_{DC4}) \cdot R_{DC2}}{R_{DC3} + R_{DC4} + R_{DC1} + R_{DC2}} \\ R_{DC,B} &= \frac{R_{DC1} \cdot R_{DC2}}{R_{DC3} + R_{DC4} + R_{DC1} + R_{DC2}} \end{aligned} \tag{A3.8}$$

$$\begin{aligned}
I_{k21} &= \frac{R_{DC2} + R_{DC,C}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC,A} + R_{DC,C}} I_{k2} \\
I_{k22} &= \frac{R_{DC1} + R_{DC,A}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC,A} + R_{DC,C}} I_{k2} \\
I_{k23} &= I_{k21} - I_{k25A} \\
I_{k24} &= I_{k23} \\
I_{k25A} &= \frac{R_{DC5B} + R_{DC,C2}}{R_{DC5A} + R_{DC5B} + R_{DC,A2} + R_{DC,C2}} I_{k2} \\
I_{k25B} &= \frac{R_{DC5A} + R_{DC,A2}}{R_{DC5A} + R_{DC5B} + R_{DC,A2} + R_{DC,C2}} I_{k2}
\end{aligned} \tag{A3.9}$$

Stromrichter S3:

$$\begin{aligned}
I_{k31} &= \frac{R_{DC3} + R_{DC4}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}} I_{k35A} \\
&= \frac{R_{DC3} + R_{DC4}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}} \frac{R_{DC5B}}{R_{DC5A} + R_{DC5B} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}}} I_{k3} \\
I_{k32} &= I_{k31} \\
I_{k33} &= \frac{R_{DC1} + R_{DC2}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}} I_{k35A} \\
&= \frac{R_{DC1} + R_{DC2}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}} \frac{R_{DC5B}}{R_{DC5A} + R_{DC5B} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}}} I_{k3} \\
I_{k34} &= I_{k33} \\
I_{k35A} &= \frac{R_{DC5B}}{R_{DC5A} + R_{DC5B} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}}} I_{k3} \\
I_{k35B} &= \frac{R_{DC5A} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}}}{R_{DC5A} + R_{DC5B} + \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot (R_{DC3} + R_{DC4})}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC3} + R_{DC4}}} I_{k3}
\end{aligned} \tag{A3.10}$$

Stromrichter S4:

Dreieck-Stern-Transformation (Masche A-C-F):

$$\begin{aligned}
R_{DC,A} &= \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot R_{DC5A}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC5A} + R_{DC5B}} \\
R_{DC,C} &= \frac{(R_{DC1} + R_{DC2}) \cdot R_{DC5B}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC5A} + R_{DC5B}} \\
R_{DC,F} &= \frac{R_{DC5A} \cdot R_{DC5B}}{R_{DC1} + R_{DC2} + R_{DC5A} + R_{DC5B}}
\end{aligned} \tag{A3.11}$$

Dreieck-Stern-Transformation (Masche A-C-D):

$$\begin{aligned}
 R_{\text{DC},\text{A2}} &= \frac{(R_{\text{DC1}} + R_{\text{DC2}}) \cdot R_{\text{DC4}}}{R_{\text{DC3}} + R_{\text{DC4}} + R_{\text{DC1}} + R_{\text{DC2}}} \\
 R_{\text{DC},\text{C2}} &= \frac{(R_{\text{DC1}} + R_{\text{DC2}}) \cdot R_{\text{DC3}}}{R_{\text{DC3}} + R_{\text{DC4}} + R_{\text{DC1}} + R_{\text{DC2}}} \\
 R_{\text{DC},\text{D}} &= \frac{R_{\text{DC3}} \cdot R_{\text{DC4}}}{R_{\text{DC3}} + R_{\text{DC4}} + R_{\text{DC1}} + R_{\text{DC2}}}
 \end{aligned} \tag{A3.12}$$

$$\begin{aligned}
 I_{\text{k41}} &= I_{\text{k44}} - I_{\text{k45A}} \\
 I_{\text{k42}} &= I_{\text{k41}} \\
 I_{\text{k43}} &= \frac{R_{\text{DC4}} + R_{\text{DC},\text{A}}}{R_{\text{DC3}} + R_{\text{DC4}} + R_{\text{DC},\text{A}} + R_{\text{DC},\text{C}}} I_{\text{k4}} \\
 I_{\text{k44}} &= \frac{R_{\text{DC3}} + R_{\text{DC},\text{C}}}{R_{\text{DC3}} + R_{\text{DC4}} + R_{\text{DC},\text{A}} + R_{\text{DC},\text{C}}} I_{\text{k4}} \\
 I_{\text{k45A}} &= \frac{R_{\text{DC5B}} + R_{\text{DC},\text{C2}}}{R_{\text{DC5A}} + R_{\text{DC5B}} + R_{\text{DC},\text{A2}} + R_{\text{DC},\text{C2}}} I_{\text{k4}} \\
 I_{\text{k45B}} &= \frac{R_{\text{DC5A}} + R_{\text{DC},\text{A2}}}{R_{\text{DC5A}} + R_{\text{DC5B}} + R_{\text{DC},\text{A2}} + R_{\text{DC},\text{C2}}} I_{\text{k4}}
 \end{aligned} \tag{A3.13}$$

Korrekturfaktoren für das vermaschte Netz nach Abbildung 6.29

Tabelle A3.4 – Korrekturfaktoren für die Stromrichter S2, S3 und S4 im vermaschten Netz mit vier Stromrichtern

Stromrichter S2			
L1	$a_{11,21} = -\frac{I_{k11,u}}{I_{k21,u}}$	$a_{31,21} = \frac{I_{k31,u}}{I_{k21,u}}$	$a_{41,21} = -\frac{I_{k41,u}}{I_{k21,u}}$
L2	$a_{12,22} = \frac{I_{k12,u}}{I_{k22,u}}$	$a_{32,22} = -\frac{I_{k32,u}}{I_{k22,u}}$	$a_{42,22} = \frac{I_{k42,u}}{I_{k22,u}}$
L3	$a_{13,23} = \frac{I_{k13,u}}{I_{k23,u}}$	$a_{33,23} = -\frac{I_{k33,u}}{I_{k23,u}}$	$a_{43,23} = \frac{I_{k43,u}}{I_{k23,u}}$
L4	$a_{14,24} = \frac{I_{k14,u}}{I_{k24,u}}$	$a_{34,24} = -\frac{I_{k34,u}}{I_{k24,u}}$	$a_{44,24} = -\frac{I_{k44,u}}{I_{k24,u}}$
L1	$a_{15A,25A} = \frac{I_{k15A,u}}{I_{k25A,u}}$	$a_{35A,25A} = \frac{I_{k35A,u}}{I_{k25A,u}}$	$a_{45A,25A} = \frac{I_{k45A,u}}{I_{k25A,u}}$
L5B	$a_{15B,25B} = \frac{I_{k15B,u}}{I_{k25B,u}}$	$a_{35B,25B} = \frac{I_{k35B,u}}{I_{k25B,u}}$	$a_{45B,25B} = \frac{I_{k45B,u}}{I_{k25B,u}}$
Stromrichter S3			
L1	$a_{11,31} = -\frac{I_{k11,u}}{I_{k31,u}}$	$a_{21,31} = \frac{I_{k21,u}}{I_{k31,u}}$	$a_{41,31} = -\frac{I_{k41,u}}{I_{k31,u}}$
L2	$a_{12,32} = -\frac{I_{k12,u}}{I_{k32,u}}$	$a_{22,32} = -\frac{I_{k22,u}}{I_{k32,u}}$	$a_{42,32} = -\frac{I_{k42,u}}{I_{k32,u}}$
L3	$a_{13,33} = -\frac{I_{k13,u}}{I_{k33,u}}$	$a_{23,33} = -\frac{I_{k23,u}}{I_{k33,u}}$	$a_{43,33} = -\frac{I_{k43,u}}{I_{k33,u}}$
L4	$a_{14,34} = -\frac{I_{k14,u}}{I_{k34,u}}$	$a_{24,34} = -\frac{I_{k24,u}}{I_{k34,u}}$	$a_{44,34} = \frac{I_{k44,u}}{I_{k34,u}}$
L5A	$a_{15A,35A} = \frac{I_{k15A,u}}{I_{k35A,u}}$	$a_{25A,35A} = \frac{I_{k25A,u}}{I_{k35A,u}}$	$a_{45A,35A} = \frac{I_{k45A,u}}{I_{k35A,u}}$
L5B	$a_{15B,35B} = \frac{I_{k15B,u}}{I_{k35B,u}}$	$a_{25B,35B} = \frac{I_{k25B,u}}{I_{k35B,u}}$	$a_{45B,35B} = \frac{I_{k45B,u}}{I_{k35B,u}}$
Stromrichter S4			
L1	$a_{11,41} = \frac{I_{k11,u}}{I_{k41,u}}$	$a_{21,41} = -\frac{I_{k21,u}}{I_{k41,u}}$	$a_{31,41} = -\frac{I_{k31,u}}{I_{k41,u}}$
L2	$a_{12,42} = \frac{I_{k12,u}}{I_{k42,u}}$	$a_{22,42} = \frac{I_{k22,u}}{I_{k42,u}}$	$a_{32,42} = -\frac{I_{k32,u}}{I_{k42,u}}$
L3	$a_{13,43} = \frac{I_{k13,u}}{I_{k43,u}}$	$a_{23,43} = \frac{I_{k23,u}}{I_{k43,u}}$	$a_{33,43} = -\frac{I_{k33,u}}{I_{k43,u}}$
L4	$a_{14,44} = -\frac{I_{k14,u}}{I_{k44,u}}$	$a_{24,44} = -\frac{I_{k24,u}}{I_{k44,u}}$	$a_{34,44} = \frac{I_{k34,u}}{I_{k44,u}}$
L5A	$a_{15A,45A} = \frac{I_{k15A,u}}{I_{k45A,u}}$	$a_{25A,45A} = \frac{I_{k25A,u}}{I_{k45A,u}}$	$a_{35A,45A} = \frac{I_{k35A,u}}{I_{k45A,u}}$
L5B	$a_{15B,45B} = \frac{I_{k15B,u}}{I_{k45B,u}}$	$a_{25B,45B} = \frac{I_{k25B,u}}{I_{k45B,u}}$	$a_{35B,45B} = \frac{I_{k35B,u}}{I_{k45B,u}}$

Methode B: Proz. Abweichungen (Netze: Abbildung 6.7, Abbildung 6.25, Abbildung 6.29)

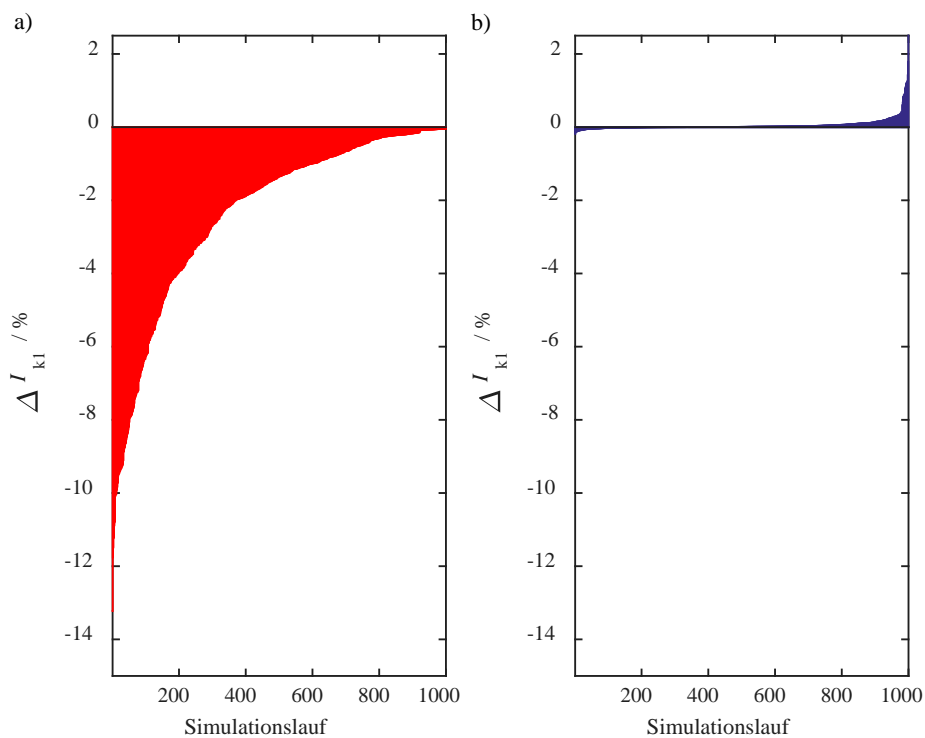


Abbildung A3.2 – Prozentuale Abweichung zwischen den Dauerkurzschlussströmen I_{k1} (Abbildung 6.7) bei:

- a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen
- b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

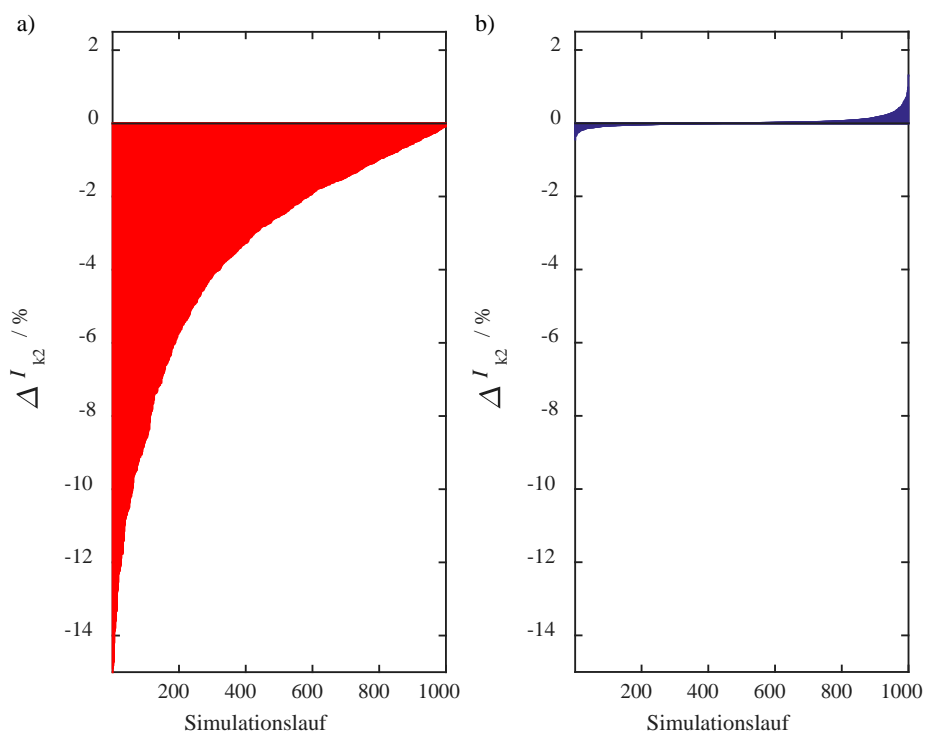


Abbildung A3.3 – Prozentuale Abweichung zwischen den Dauerkurzschlussströmen I_{k2} (Abbildung 6.7) bei:

- a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen
- b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

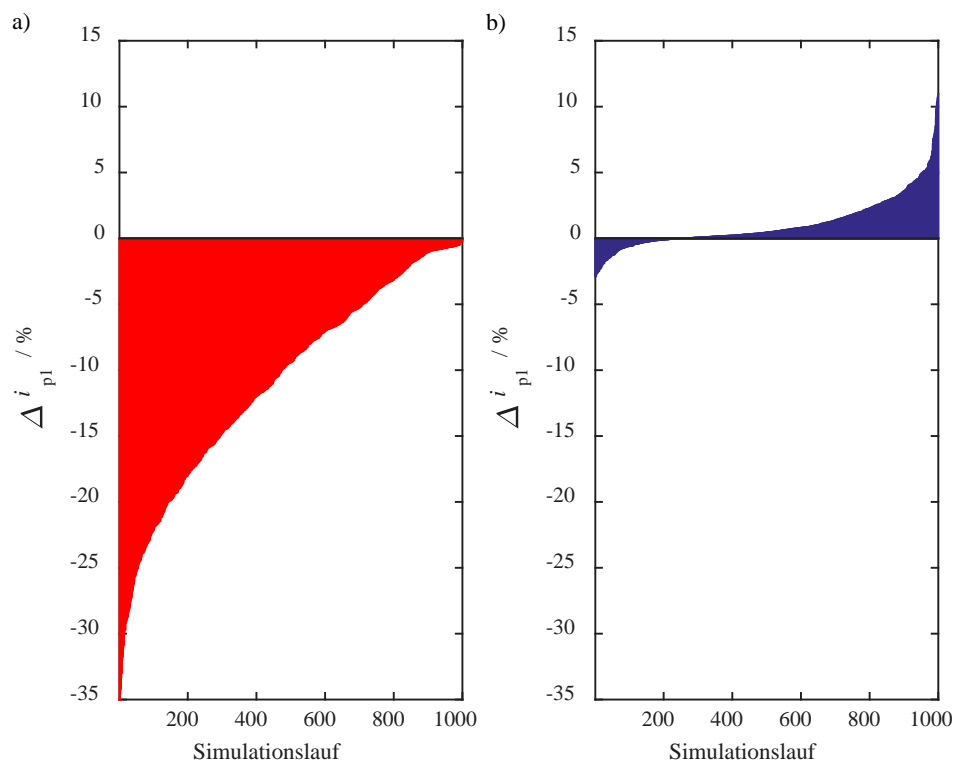


Abbildung A3.4 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p1} (Abbildung 6.7) bei:
 a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen
 b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

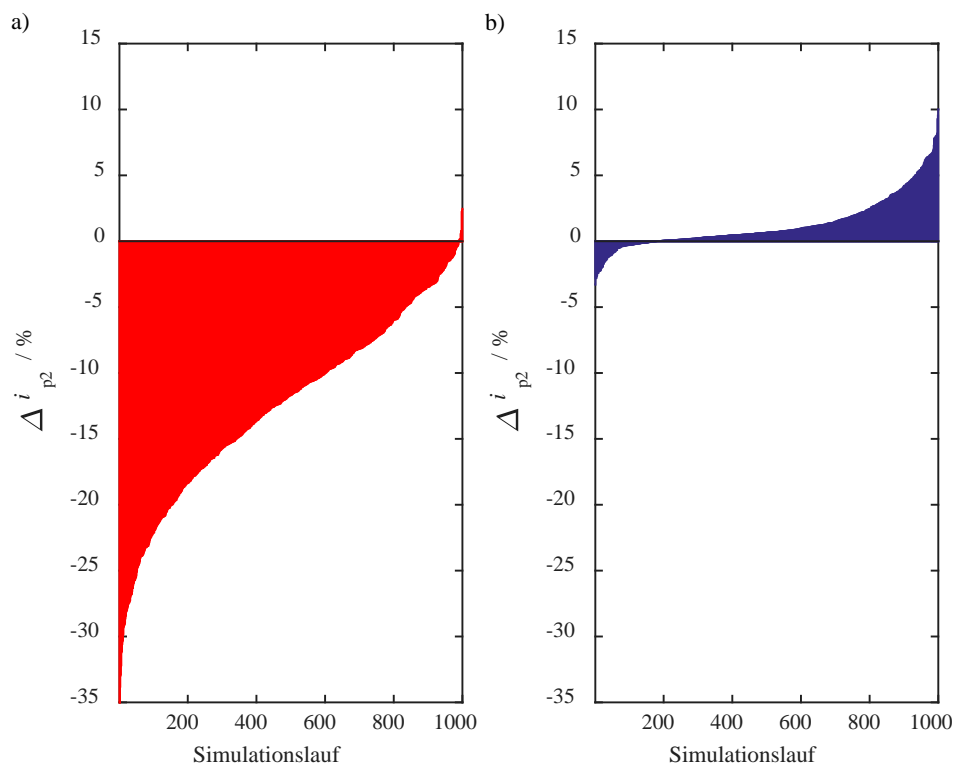


Abbildung A3.5 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p2} (Abbildung 6.7) bei:
 a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen
 b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

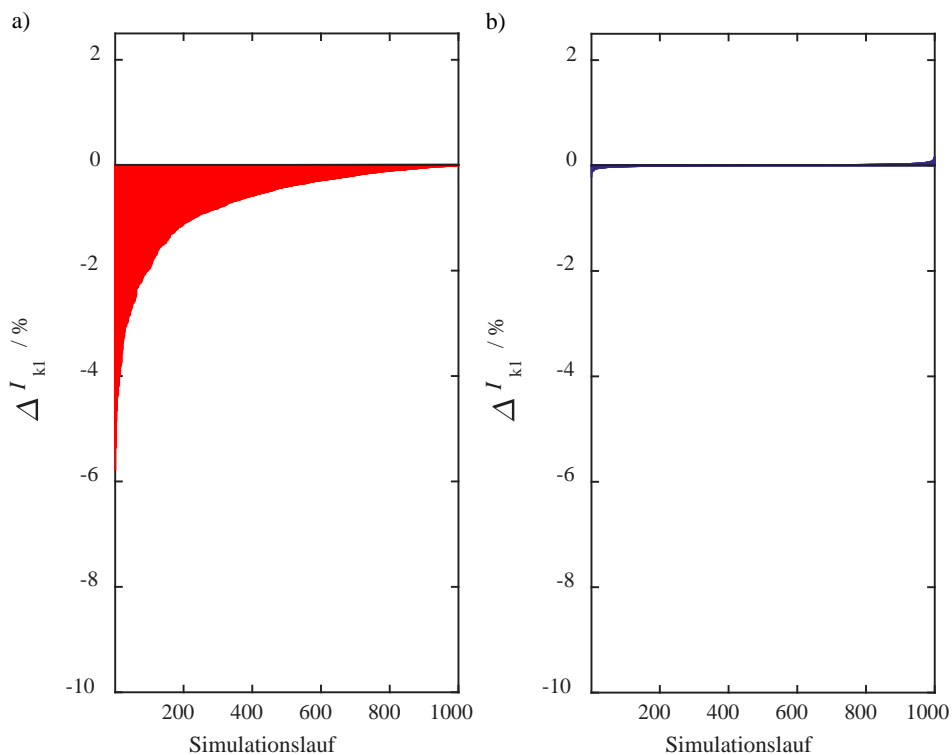


Abbildung A3.6 – Prozentuale Abweichung zwischen den Dauerkurzschlussströmen I_{k1} (Abbildung 6.25) bei:

a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen

b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

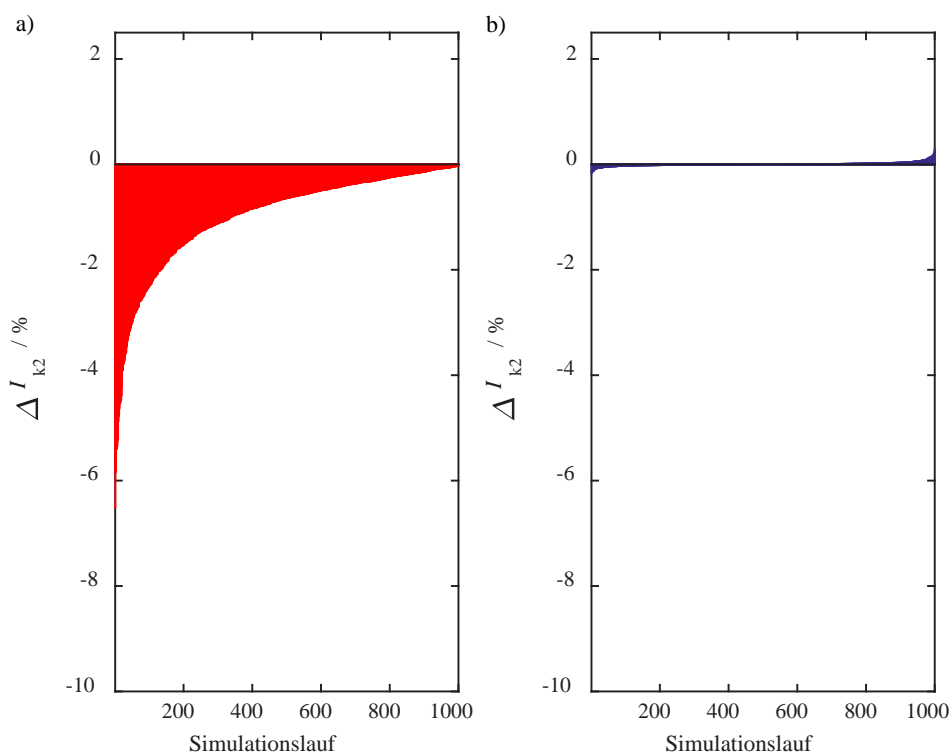


Abbildung A3.7 – Prozentuale Abweichung zwischen den Dauerkurzschlussströmen I_{k2} (Abbildung 6.25) bei:

a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen

b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

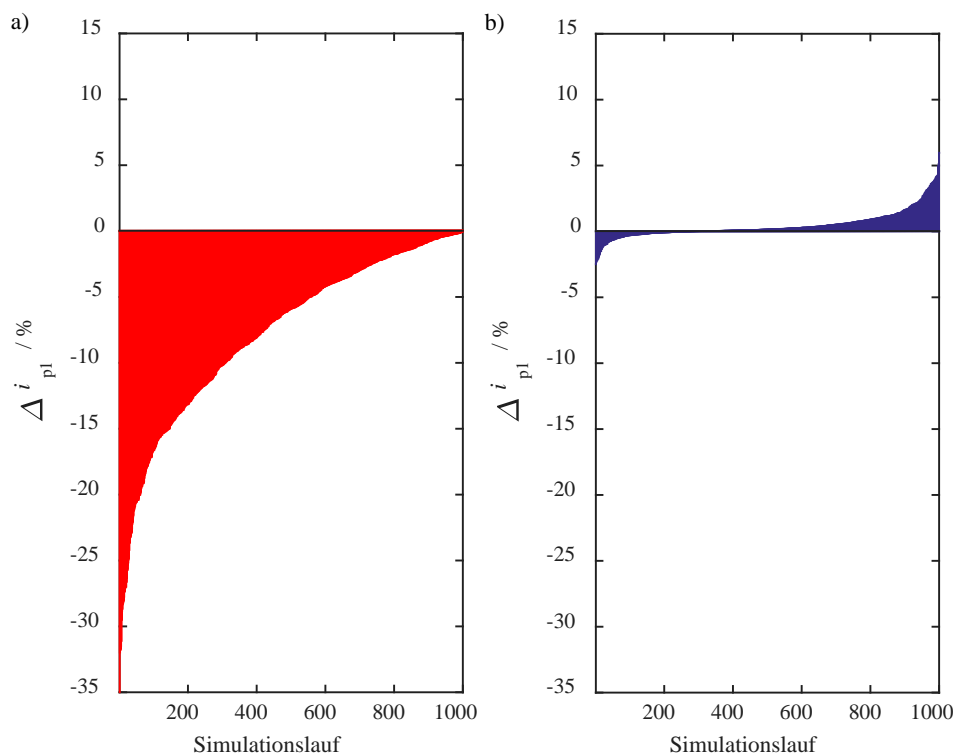


Abbildung A3.8 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p1} (Abbildung 6.25) bei:
a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen
b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

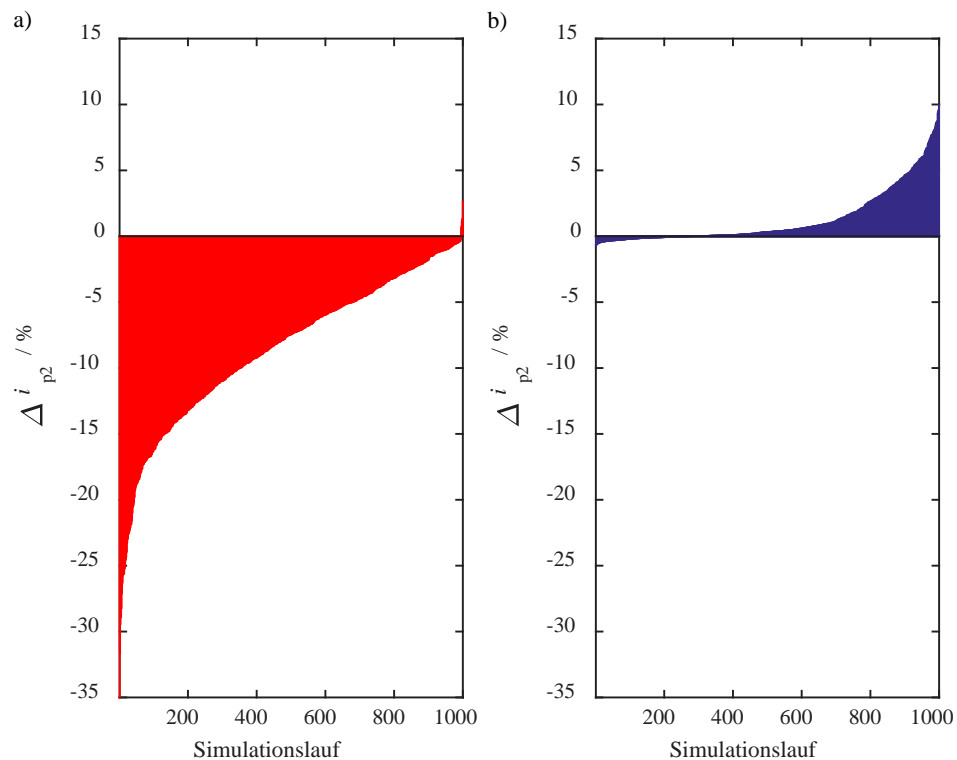


Abbildung A3.9 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p2} (Abbildung 6.25) bei:
a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen
b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

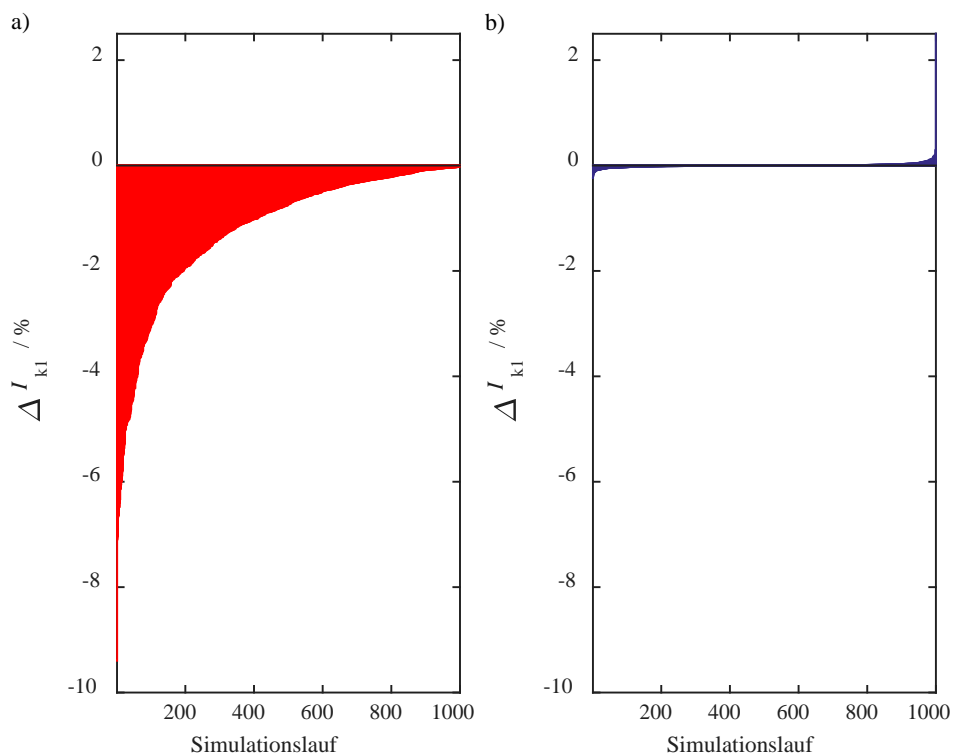


Abbildung A3.10 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen I_{k1} (Abbildung 6.29) bei:

a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen

b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

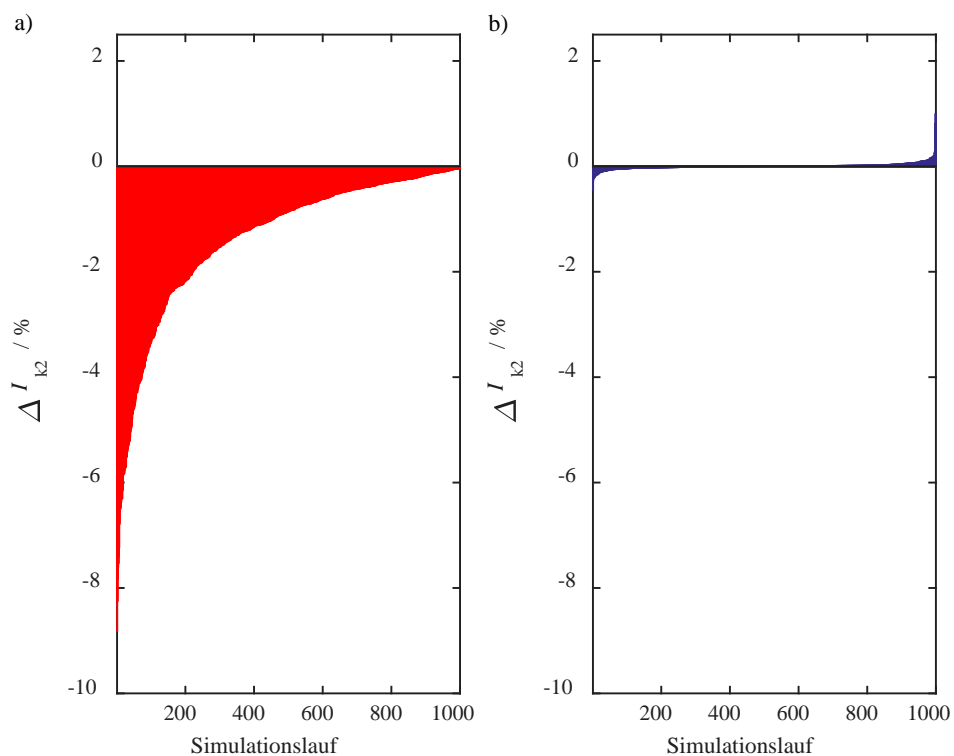


Abbildung A3.11 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen I_{k2} (Abbildung 6.29) bei:

a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen

b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

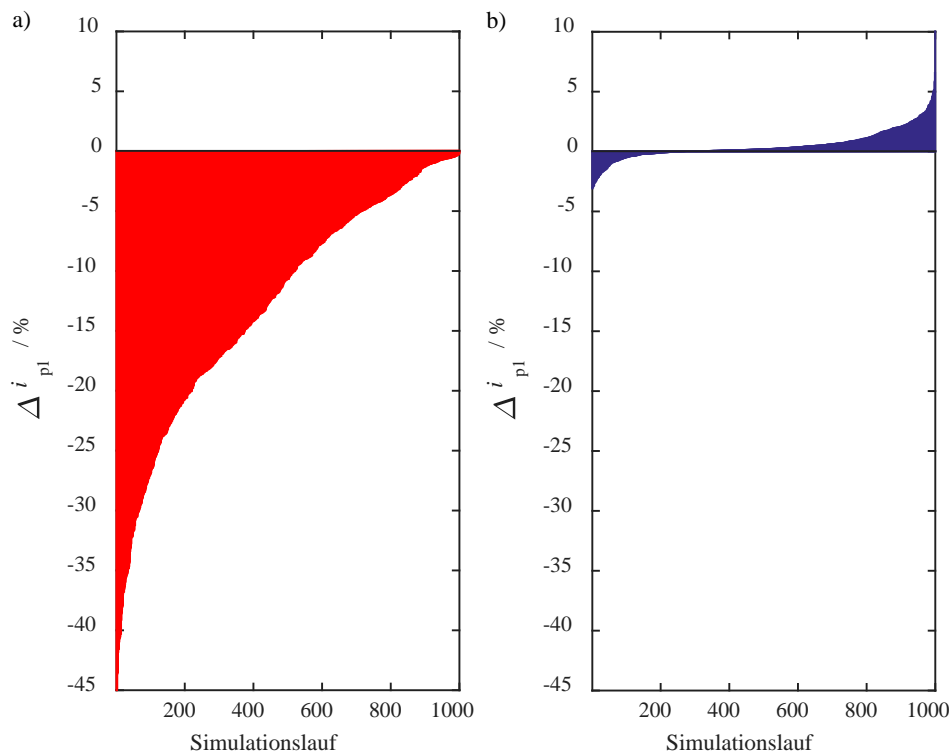


Abbildung A3.12 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p1} (Abbildung 6.29) bei:
 a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen
 b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

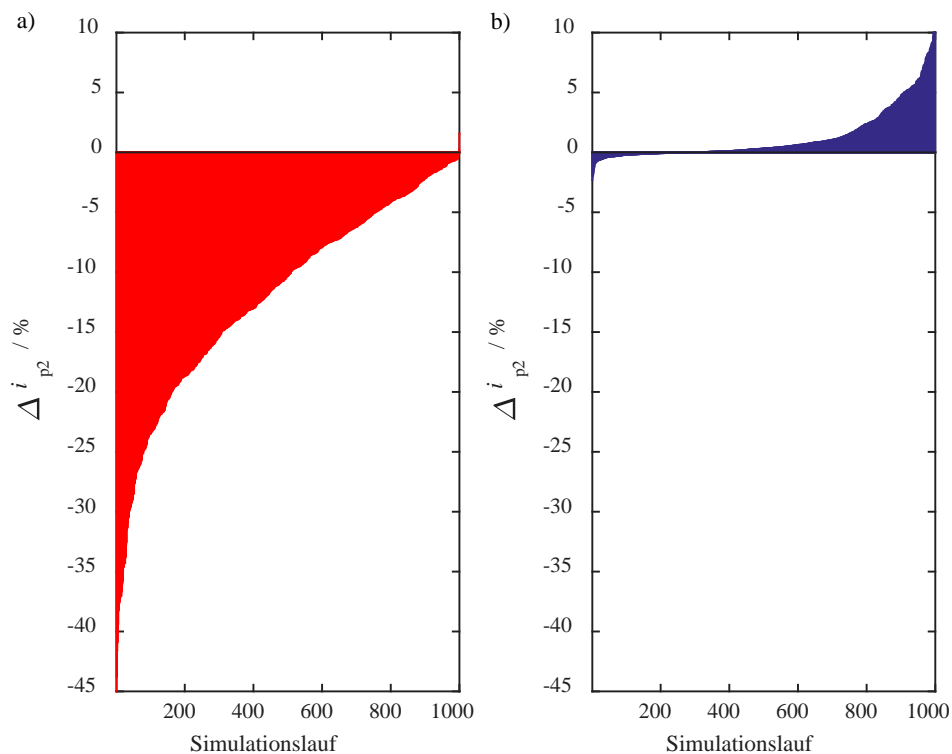


Abbildung A3.13 – Prozentuale Abweichung zwischen den Stoßkurzschlussströmen i_{p2} (Abbildung 6.29) bei:
 a) Unabhängiger Einspeisung und nicht-korrigierten Leitungen
 b) Unabhängiger Einspeisung und korrigierten Leitungen

Knotenpotentialanalyse am Beispiel des Gleichstromnetzes aus Abbildung 6.29:

Die Stromrichter werden durch Stromquellen repräsentiert und die Leitungsabschnitte durch Admittanzen. Die unabhängigen Teil-Dauerkurzschlussströme sind im Vorfeld nicht bekannt. Wird in einem ersten Schritt der Teil-Dauerkurzschlussstrom von S1 ermittelt, müssen die Stromquellen der anderen Stromrichter durch Leerläufe ersetzt werden. Für das Gleichungssystem mit der Knotenadmittanzmatrix \underline{Y}_{K1} (Knoten A, B, C, D und F) gilt:

$$\begin{pmatrix} \underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L4} + \underline{Y}_{L5A} & -\underline{Y}_{L1} & 0 & -\underline{Y}_{L4} & -\underline{Y}_{L5A} \\ -\underline{Y}_{L1} & \underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L2} & -\underline{Y}_{L2} & 0 & 0 \\ 0 & -\underline{Y}_{L2} & \underline{Y}_{L2} + \underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L5B} & -\underline{Y}_{L3} & -\underline{Y}_{L5B} \\ -\underline{Y}_{L4} & 0 & -\underline{Y}_{L3} & \underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L4} & 0 \\ -\underline{Y}_{L5A} & 0 & -\underline{Y}_{L5B} & 0 & \underline{Y}_F + \underline{Y}_{L5A} + \underline{Y}_{L5B} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{\varphi}_A \\ \underline{\varphi}_B \\ \underline{\varphi}_C \\ \underline{\varphi}_D \\ \underline{\varphi}_F \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{I}_{k1,u} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (\text{A3.14})$$

Im Stromvektor sind bis auf den am Knoten A unabhängig eingespeisten Dauerkurzschlussstrom $\underline{I}_{k1,u}$ alle Elemente null.

Das Potential am Knoten A wird folgendermaßen berechnet:

$$\underline{\varphi}_A = \frac{\det \underline{Y}_{K1}^{(A)}}{\det \underline{Y}_{K1}} \quad (\text{A3.15})$$

Die Determinanten haben folgende Form:

$$\det \underline{Y}_1 = \left| \begin{array}{c} (\underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L4} + \underline{Y}_{L5A}) \cdot (\underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L2}) \cdot (\underline{Y}_{L5A} + \underline{Y}_{L5B} + \underline{Y}_F) \cdot \dots \\ \dots \cdot (\underline{Y}_{L2} + \underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L5B}) \cdot (\underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L4}) \cdot (\underline{Y}_F + \underline{Y}_{L5A} + \underline{Y}_{L5B}) \\ - \underline{Y}_{L1}^2 \underline{Y}_{L5B} \cdot (\underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L4}) - \underline{Y}_{L2}^2 \underline{Y}_{L4} \cdot (\underline{Y}_{L5A} + \underline{Y}_{L5B} + \underline{Y}_F) \end{array} \right| \quad (\text{A3.16})$$

und

$$\det \underline{Y}_1^{(A)} = \left| \begin{pmatrix} \underline{I}_{k1,u} & -\underline{Y}_{L1} & 0 & -\underline{Y}_{L4} & -\underline{Y}_{L5A} \\ 0 & \underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L2} & -\underline{Y}_{L2} & 0 & 0 \\ 0 & -\underline{Y}_{L2} & \underline{Y}_{L2} + \underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L5B} & -\underline{Y}_{L3} & -\underline{Y}_{L5B} \\ 0 & 0 & -\underline{Y}_{L3} & \underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L4} & 0 \\ 0 & 0 & -\underline{Y}_{L5B} & 0 & \underline{Y}_F + \underline{Y}_{L5A} + \underline{Y}_{L5B} \end{pmatrix} \right| \quad (\text{A3.17})$$

$$= \left| \begin{array}{c} \underline{I}_{k1,u} \cdot (\underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L2}) \cdot (\underline{Y}_{L5A} + \underline{Y}_{L5B} + \underline{Y}_F) \cdot (\underline{Y}_{L2} + \underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L5B}) \cdot \dots \\ \dots \cdot (\underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L4}) \cdot (\underline{Y}_F + \underline{Y}_{L5A} + \underline{Y}_{L5B}) \cdot (\underline{Y}_{L5A} + \underline{Y}_{L5B} + \underline{Y}_F) \end{array} \right|$$

Die Gesamtadmittanz des Netzwerks bezüglich der Klemmen von Stromrichter S1 ergibt sich zu:

$$\underline{Y}_{\text{ges1}} = \frac{\underline{I}_{k1,u}}{\underline{\varphi}_A} \quad (\text{A3.18})$$

Der Teil-Dauerkurzschlussstrom $\underline{I}_{k1,u}$ kürzt sich heraus, da der Term sowohl im Zähler als auch im Nenner auftritt. Der äquivalente Gleichstromwiderstand des gesamten Netzwerks beträgt:

$$R_{DC1,\ddot{a}q} = \operatorname{Re} \left\{ \frac{1}{\underline{Y}_{\text{ges}1}} \right\} \quad (\text{A3.19})$$

Mit Gleichung (6.23) kann nun der unbeeinflusste Teil-Dauerkurzschlussstrom $\underline{I}_{k1,u}$ von S1 berechnet werden.

Da der Teil-Dauerkurzschlussstrom nun bekannt ist, können die Potentiale der Knoten A, B, C, D und F bestimmt werden:

$$\varphi_A = \frac{\det[\underline{Y}_{K1}^{(A)}]}{\det[\underline{Y}_{K1}]}, \varphi_B = \frac{\det[\underline{Y}_{K1}^{(B)}]}{\det[\underline{Y}_{K1}]}, \varphi_C = \frac{\det[\underline{Y}_{K1}^{(C)}]}{\det[\underline{Y}_{K1}]}, \varphi_D = \frac{\det[\underline{Y}_{K1}^{(D)}]}{\det[\underline{Y}_{K1}]}, \varphi_F = \frac{\det[\underline{Y}_{K1}^{(F)}]}{\det[\underline{Y}_{K1}]} \quad (\text{A3.20})$$

Für die Determinanten bezüglich der Knoten B, C, D und F gilt:

$$\det[\underline{Y}_{K1}^{(B)}] = \begin{vmatrix} \underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L4} + \underline{Y}_{L5A} & \underline{I}_{k1,u} & 0 & -\underline{Y}_{L4} & -\underline{Y}_{L5A} \\ -\underline{Y}_{L1} & 0 & -\underline{Y}_{L2} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_{L2} + \underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L5B} & -\underline{Y}_{L3} & -\underline{Y}_{L5B} \\ -\underline{Y}_{L4} & 0 & -\underline{Y}_{L3} & \underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L4} & 0 \\ -\underline{Y}_{L5A} & 0 & -\underline{Y}_{L5B} & 0 & \underline{Y}_F + \underline{Y}_{L5A} + \underline{Y}_{L5B} \end{vmatrix} \quad (\text{A3.21})$$

$$\det[\underline{Y}_{K1}^{(C)}] = \begin{vmatrix} \underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L4} + \underline{Y}_{L5A} & -\underline{Y}_{L1} & \underline{I}_{k1,u} & -\underline{Y}_{L4} & -\underline{Y}_{L5A} \\ -\underline{Y}_{L1} & \underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L2} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -\underline{Y}_{L2} & 0 & -\underline{Y}_{L3} & -\underline{Y}_{L5B} \\ -\underline{Y}_{L4} & 0 & 0 & \underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L4} & 0 \\ -\underline{Y}_{L5A} & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_F + \underline{Y}_{L5A} + \underline{Y}_{L5B} \end{vmatrix} \quad (\text{A3.22})$$

$$\det[\underline{Y}_{K1}^{(D)}] = \begin{vmatrix} \underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L4} + \underline{Y}_{L5A} & -\underline{Y}_{L1} & 0 & \underline{I}_{k1,u} & -\underline{Y}_{L5A} \\ -\underline{Y}_{L1} & \underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L2} & -\underline{Y}_{L2} & 0 & 0 \\ 0 & -\underline{Y}_{L2} & \underline{Y}_{L2} + \underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L5B} & 0 & -\underline{Y}_{L5B} \\ -\underline{Y}_{L4} & 0 & -\underline{Y}_{L3} & 0 & 0 \\ -\underline{Y}_{L5A} & 0 & -\underline{Y}_{L5B} & 0 & \underline{Y}_F + \underline{Y}_{L5A} + \underline{Y}_{L5B} \end{vmatrix} \quad (\text{A3.23})$$

$$\det[\underline{Y}_{K1}^{(F)}] = \begin{vmatrix} \underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L4} + \underline{Y}_{L5A} & -\underline{Y}_{L1} & 0 & -\underline{Y}_{L4} & \underline{I}_{k1,u} \\ -\underline{Y}_{L1} & \underline{Y}_{L1} + \underline{Y}_{L2} & -\underline{Y}_{L2} & 0 & 0 \\ 0 & -\underline{Y}_{L2} & \underline{Y}_{L2} + \underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L5B} & -\underline{Y}_{L3} & 0 \\ -\underline{Y}_{L4} & 0 & -\underline{Y}_{L3} & \underline{Y}_{L3} + \underline{Y}_{L4} & 0 \\ -\underline{Y}_{L5A} & 0 & -\underline{Y}_{L5B} & 0 & 0 \end{vmatrix} \quad (\text{A3.24})$$

Die Leitungsströme werden über folgendes Gleichungssystem ermittelt:

$$\begin{pmatrix} \underline{I}_{k11,u} \\ \underline{I}_{k12,u} \\ \underline{I}_{k13,u} \\ \underline{I}_{k14,u} \\ \underline{I}_{k15,u} \\ \underline{I}_{k16,u} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{L1} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}_{L2} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_{L3} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{L4} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{L5A} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_{L5B} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{AB} \\ \underline{U}_{BC} \\ \underline{U}_{DC} \\ \underline{U}_{AD} \\ \underline{U}_{AF} \\ \underline{U}_{CF} \end{pmatrix} \quad (\text{A3.25})$$

mit

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{AC} \\ \underline{U}_{BC} \\ \underline{U}_{DC} \\ \underline{U}_{AD} \\ \underline{U}_{AF} \\ \underline{U}_{CF} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{\varphi}_A - \underline{\varphi}_C \\ \underline{\varphi}_B - \underline{\varphi}_C \\ \underline{\varphi}_D - \underline{\varphi}_C \\ \underline{\varphi}_A - \underline{\varphi}_D \\ \underline{\varphi}_A - \underline{\varphi}_F \\ \underline{\varphi}_C - \underline{\varphi}_F \end{pmatrix} \quad (\text{A3.26})$$

In den nächsten Schritten werden jeweils die Stromrichter S2, S3 und S4 unabhängig voneinander betrachtet. Hierfür wird die gleiche Knotenadmittanzmatrix zugrunde gelegt.

Die entsprechenden Stromvektoren haben folgende Form:

$$\underline{I}_{K2} = \begin{pmatrix} 0 \\ \underline{I}_{k2,u} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad \underline{I}_{K3} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ \underline{I}_{k3,u} \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad \underline{I}_{K4} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \underline{I}_{k4,u} \\ 0 \end{pmatrix} \quad (\text{A3.27})$$

Für die Bestimmung der Teil-Dauerkurzschlussströme und der Leitungsströme ist analog, wie oben beschrieben, vorzugehen.

Liegen alle Leitungsströme vor, werden die Korrekturfaktoren für alle Leitungen ermittelt. Mit den korrigierten Admittanzen werden im letzten Schritt die korrigierten Teil-Dauerkurzschlussströme nach dem gleichen Prinzip wie für die Teil-Dauerkurzschlussströme bei unabhängiger Einspeisung berechnet.

Lebenslauf

PERSÖNLICHE ANGABEN

Name	Andreas Wasserrab
Geburtsdatum	25. Mai 1984
Geburtsort	Frankfurt am Main
Familienstand	ledig

SCHULAUSBILDUNG

08/1995 – 06/2004	Gymnasium Gernsheim Abschluss: Abitur
07/1991 – 08/1995	Peter-Schöffers-Schule Gernsheim Grundschule

HOCHSCHULSTUDIUM

10/2005 – 03/2011	Technische Universität Darmstadt <ul style="list-style-type: none">• Studium der Elektrotechnik und Informationstechnik• Schwerpunkt: Elektrische Energiesysteme• Thema der Studienarbeit: <i>Freileitungsmonitoring</i>• Thema der Diplomarbeit: <i>Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung</i>
-------------------	---

BISHERIGER BERUFLICHER WERDEGANG

07/2016 – heute	TenneT TSO GmbH <ul style="list-style-type: none">• Fachreferent Netzführungstechnologien und HGÜ-Projekte
03/2011 – 03/2016	Technische Universität Darmstadt <ul style="list-style-type: none">• Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet für Elektrische Energieversorgung an der Technischen Universität Darmstadt
05/2010 – 10/2010	EnBW Regional AG <ul style="list-style-type: none">• Projektmanagement Umspannwerke, Fachpraktikum Elektrotechnik
04/2008 – 10/2009	Technische Universität Darmstadt <ul style="list-style-type: none">• Studentische Hilfskraft